

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

Expectations of return and risk perceptions in oil and gas production in onshore fields

1 Administração.

Especialista em Business Intelligence e Data Science. Analista de Qualidade Educacional. Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial – SENAI/SC. Rua Isidoro Pedri 263, 89259-590, Jaraguá do Sul, Santa Catarina, Brasil. wanderson.silva@sc.senai.br

2 Matemática. Doutor em

Administração. Professor. Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, Departamento de Ciências Sociais Aplicadas. Rua Francisco Mota 572, 59625-900, Mossoró, Rio Grande do Norte, Brasil. anizioaraujo@ufersa.edu.br

3 Economia. Doutor em

Administração. Professor. Pontifícia Universidade Católica do Paraná – PUC/PR. Rua Imaculada Conceição 1155, 85555-000, Curitiba, Paraná, Brasil. alceu.souza@pucpr.br

4 Ciências Contábeis.

Doutor em Administração. Professor. Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, Departamento de Ciências Sociais Aplicadas. Rua Francisco Mota 572, 59625-900, Mossoró, Rio Grande do Norte, Brasil. erivando@ufersa.edu.br

Wanderson Breno Cabral da Silva¹ 

José Anízio Rocha de Araújo² 

Alceu Souza³ 

Antônio Erivando Xavier Júnior⁴ 

Resumo: Este estudo avalia a viabilidade de investimentos em campos terrestres para extração de petróleo e gás, comparando a Metodologia Multi-Índice (Souza; Clemente, 2021) à Metodologia Clássica. Adotou-se como estratégia metodológica o estudo de caso do Polo Recôncavo (Bahia, Brasil), com base em dados públicos sobre estimativas de produção e receitas futuras de uma empresa atuante na região. Foram analisados três cenários distintos, considerando variações no volume de produção ao longo do período. Ambas as metodologias ofereceram insights relevantes; no entanto, a abordagem Multi-Índice mostrou-se mais adequada, por proporcionar uma análise mais ampla e realista, contemplando uma maior diversidade de fatores e riscos. Essa abordagem holística revelou-se mais adequada para subsidiar decisões de investimento em projetos complexos, como os do setor de petróleo e gás.

Palavras-chave: Investimento em petróleo, campos terrestres, análise de viabilidade, metodologia multi-Índice, avaliação de risco.

Abstract: This study evaluates the feasibility of investments in onshore oil and gas fields by comparing the Multi-Index Methodology (Souza; Clemente, 2021) with the Classical Methodology. A case study approach was adopted, focusing on the Recôncavo Cluster (Bahia, Brazil), using public data on production estimates and future revenues from a company operating in the region. Three distinct scenarios were analyzed, considering variations in production volume over the period. Both methodologies provided relevant insights; however, the multi-index approach proved superior by offering a broader and more realistic analysis, encompassing a greater diversity of factors and risks. This holistic approach was found to be more suitable for supporting investment decisions in complex projects, such as those in the oil and gas sector.

Keywords: oil investment, onshore fields, feasibility analysis, Multi-Index methodology, risk assessment.



Este manuscrito é aberto (*Open access*) e está disponível gratuitamente sob a licença *Creative Commons Attribution 4.0*. Esta permite o uso, a distribuição e a reprodução em qualquer meio ou formato, desde que seja a sua autoria seja devidamente citada.

1 INTRODUÇÃO

O setor de petróleo e gás é estratégico para a economia global, impulsionando o desenvolvimento socioeconômico em diversos países. No Brasil, grandes empresas como a Petrobras concentram suas operações na exploração em águas profundas e ultraprofundas, enquanto empresas de pequeno e médio porte ganham espaço na exploração onshore, focando em campos terrestres com histórico operacional, frequentemente em estágio avançado de exploração. Esses campos, geralmente com produção limitada e declinante, apresentam desafios para a geração de retornos financeiros significativos. Empresas menores se mostram mais adequadas para operar esses campos devido à sua estrutura organizacional, que permite maior flexibilidade e menores custos operacionais e administrativos, evitando investimentos elevados em infraestrutura já existente e alinhando suas expectativas de retorno aos riscos associados à capacidade produtiva desses ativos.

A decisão de investir em projetos onshore de petróleo e gás exige uma avaliação criteriosa da rentabilidade e dos riscos inerentes, considerando variáveis operacionais, comerciais e regulatórias. Aspectos como a volatilidade dos preços internacionais do petróleo, incertezas geológicas e alterações no arcabouço legal configuram fatores determinantes na análise de viabilidade econômica. Assim, a adoção de metodologias robustas, capazes de integrar riscos e incertezas na formulação de cenários, é essencial para a gestão estratégica e a tomada de decisão informada.

Este estudo tem como objetivo avaliar a aplicabilidade da Metodologia Multi-Índice, proposta por Souza e Clemente (2021), como ferramenta de suporte à análise de investimentos em projetos onshore de petróleo e gás, comparando-a à Metodologia Clássica, tradicionalmente utilizada no setor. Por meio de um estudo de caso em um polo de produção na Bahia, composto por nove campos ativos operados por uma empresa de médio porte, as metodologias foram aplicadas a três cenários de produção, complementados por análises de sensibilidade via Simulação de Monte Carlo. Busca-se identificar as diferenças na mensuração de riscos e retornos entre as abordagens. Enquanto a Metodologia Clássica adota perspectiva linear incorporando o risco à taxa de desconto, a Metodologia Multi-Índice oferece análise mais abrangente por meio de múltiplos indicadores, com resultados que variam entre cenários inviáveis e alternativas com potencial de retorno positivo.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 A Metodologia Multi-Índice para análise de projetos de investimento

A abordagem proposta por Souza e Clemente (2004, 2021) para a análise de projetos de investimento, denominada Metodologia Multi-Índice, baseia-se na combinação de indicadores de risco e retorno, com o objetivo de proporcionar uma visão mais abrangente da viabilidade de alternativas específicas de investimento. Considerando a análise de investimentos como um componente estratégico fundamental, os autores destacam que a aplicação integrada desses indicadores, aliada ao uso do Mapa Perceptual, possibilita uma geração de informações mais robustas e consistentes, aprofundando a avaliação das dimensões envolvidas em relação à aplicação isolada de cada indicador. Os indicadores utilizados na Metodologia Multi-Índice estão apresentados no Quadro 1.

Quadro 1 – Indicadores da Metodologia Multi-Índice

Indicador	Fórmula de cálculo	Descrição
VPL	$-I + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1 + TQLR)^j}$	O Valor Presente Líquido (VPL) mede a capacidade do projeto em gerar fluxos de caixa futuros que recuperem o capital inicial e o custo de oportunidade das aplicações de baixo risco.
VPLa	$VPL * \frac{TQLR * (1 + TQLR)^n}{[(1 + TQLR)^n - 1]}$	O VPL Anualizado (VPLa) fraciona o VPL em séries constantes para demonstrar o valor gerado pelo projeto em sua equivalência anual.
IBC	$\frac{VP \text{ dos fluxos de caixa futuros}}{VP \text{ do fluxo de investimentos}}$	O Índice Benefício/Custo (IBC) mede a rentabilidade do projeto por unidade de capital investido, expressa como ganhos adicionais (ex.: para cada R\$ 1 investido, retornam R\$ 2) ou como rentabilidade acumulada ao longo do projeto (ex.: 20% em 10 anos).
ROIA	$(\sqrt[n]{IBC} - 1) * 100$	O Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA) expressa a rentabilidade (%) a ser obtida pelo projeto além do montante que seria obtido caso o capital inicial fosse investido em uma opção indexada à TQLR. O ROIA é um equivalente ao IBC, expresso no mesmo período (n) da TQLR e da TIR.
IRER	$\frac{ROIA}{TQLR}$	O Índice Relativo de Expectativa de Retorno (IRER) estima a proporção do ROIA em relação à TQLR, permitindo a comparação da rentabilidade entre diferentes projetos de investimento e em períodos distintos.
TQLR/TIR	$\frac{TQLR}{TIR}$	O Índice TQLR/TIR é como proxy de $P(VPL \leq 0) \approx P(TQLR/TIR > 1)$ e como medida do grau de risco financeiro, com base na proximidade entre a TQLR e a TIR.
PB/N	$\frac{Payback}{N}$	O Índice Payback/N (PB/N) é uma medida para o risco de não se recuperar o capital investido. O nível de risco é maior quando o investimento inicial é recuperado próximo ao final do projeto, e menor quando o retorno do investimento é mais rápido.
GCR	$\frac{Receita \text{ de equilíbrio}}{Receita \text{ Total}}$	O Grau de Comprometimento da Receita (GCR) é utilizado como fator para o risco operacional, medindo a proporção da receita total comprometida com os custos e despesas operacionais do projeto. Para Souza e Clemente (2021), os primeiros anos de um projeto são atípicos, sendo recomendado considerar o valor e as tendências do GCR a partir do terceiro ano da análise.
Risco de Gestão	<i>Estimado a partir dos procedimentos propostos por Souza e Clemente (2021, p. 84-92).</i>	O Risco de Gestão é um índice que mede os riscos decorrentes da atuação do grupo gestor nos níveis estratégico, tático e operacional para a condução do projeto, considerando as experiências, capacidades e know-how necessários.
Risco de Negócio	<i>Estimado a partir dos procedimentos propostos por Souza e Clemente (2021, p. 95-103).</i>	O Risco de Negócio é um índice que analisa as variáveis e fatores conjunturais no ambiente do projeto nos níveis macroeconômicos, da competitividade setorial e ao nível da firma que podem impactar diretamente ou indiretamente o seu desenvolvimento e que não podem ser controlados plenamente pelos gestores.

Fonte: Souza e Clemente (2021).

A Metodologia Multi-Índice se diferencia da Metodologia Clássica ao não incluir um *spread* à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como uma compensação pelo risco assumido, estabelecendo a TMA como uma Taxa Quase Livre de Risco (TQLR). Além disso, a decisão de não investir no projeto é considerada como uma alternativa válida para o investidor, conforme destacado por Souza e Clemente (2012, 2021). Dessa forma, na Metodologia Multi-Índice, quando o capital disponível para investimento está inicialmente alocado em opções de baixo risco indexadas à TQLR, como títulos públicos, a TQLR representa a renúncia aos ganhos esperados nesse investimento quase livre de risco ao optar por investir no projeto. Isso equivale ao custo de oportunidade incorrido ao escolher uma alternativa de investimento em detrimento de outra. Além disso, segundo Harzer (2015), o uso da TQLR pela Metodologia Multi-Índice possibilita evitar que os riscos do projeto sejam duplamente considerados na análise, proporcionando uma avaliação adequada dos investimentos.

Na análise de retorno, a Metodologia Clássica estabelece a viabilidade de um projeto de investimento com base em um VPL positivo, indicando que o investimento inicial será recuperado dentro do período de vida econômica, e considerando ainda que o *Payback* seja inferior ao período de análise (n) e que a Taxa Interna de Retorno (TIR) seja maior que a TMA. Já na Metodologia Multi-Índice, a condição de aceitabilidade parte do VPL ser positivo, indicando que a análise deve prosseguir para avaliar os demais indicadores de retorno do projeto, sendo que apenas o valor do VPL não é suficiente para embasar a decisão de investimento (Souza; Clemente, 2004, 2021). Além disso, na Metodologia Multi-Índice a rentabilidade esperada não é expressa pela TIR, mas pelo ROIA, que representa a parcela percentual de riqueza adicional obtida em relação à rentabilidade proporcionada pela aplicação indexada à TQLR. Esse retorno adicional deve ser comparado com o custo de oportunidade e os riscos adicionais decorrentes da escolha de investir (Souza; Clemente, 2004, 2021).

No que diz respeito à dimensão de risco, a Metodologia Multi-Índice se destaca ao empregar cinco indicadores para complementar a análise de investimentos. Esses indicadores abordam diferentes aspectos do risco, incluindo o risco financeiro (TQLR/TIR), que avalia a probabilidade de se obter maior rentabilidade ao investir em uma aplicação quase livre de risco em comparação com o investimento no negócio em questão; o risco de não recuperar o capital investido dentro do período estabelecido para o projeto (PB/N); o risco operacional (GCR), relacionado à capacidade da empresa em cobrir seus custos operacionais em relação à estrutura de receitas; o risco de gestão (Risco de Gestão), associado ao conhecimento e competência do grupo gestor para conduzir o projeto; e o risco de negócio (Risco de Negócio), que se refere à habilidade do grupo gestor em operacionalizar, inovar e criar vantagem competitiva para o projeto já nos primeiros anos de atividade (Souza; Clemente, 2021).

Na etapa final do processo de avaliação do projeto em análise, os resultados obtidos para o risco são comparados com os resultados de retorno em um Mapa Perceptual. Nesse mapa, os indicadores de risco e retorno são classificados em uma escala de zero (baixo risco) a um (alto risco), permitindo demonstrar se as expectativas de retorno são compatíveis com os riscos percebidos (Souza; Clemente, 2021). Segundo Souza e Clemente (2021, p. 108), essa abordagem proporciona "uma base abrangente de informações às quais são adicionados fatores subjetivos". Na representação do

Mapa Perceptual, uma recomendação favorável ao projeto é estabelecida quando as marcações referentes aos cinco indicadores de risco estão posicionadas à esquerda da marcação de retorno, indicando que os riscos percebidos podem ser aceitáveis pelos investidores, uma vez que o retorno esperado compensaria essa exposição. No entanto, se ocorrer o oposto, não implica automaticamente descartar o investimento em análise. A disposição dos indicadores no Mapa Perceptual é um indicativo do nível de incertezas presentes nas informações de entrada do projeto (Harzer, 2015) e, portanto, recomendações para projetos que apresentem maior exposição ao risco devem ser fundamentadas em novas informações complementares que orientem o processo decisório.

O Quadro 2 apresenta uma síntese das principais características da Metodologia Multi-Índice, proposta por Souza e Clemente (2004, 2021), em comparação com outras metodologias reconhecidas para a análise de viabilidade de projetos de investimento.

Quadro 2 – Principais características das Metodologias Clássica, Opções Reais e Multi-Índice

Indicadores	Metodologias		
	Clássica	Opções reais	Multi-Índice
Valor Presente Líquido (VPL)	Aceitar se $VPL > 0$	Aceitar se $VPL > 0$	Se $VPL > 0$ continuar a análise
VPL Expandido	Não utiliza	Se $VPL < 0$ inserir opções e recalcular o VPL expandido	Não utiliza
Índice Benefício/Custo	Não é determinante para a decisão de investir	Não utiliza	Se $IBC > 1$ continuar a análise.
ROIA	Não utiliza	Não utiliza	Determinante para a decisão de investir quando confrontado com os riscos percebidos
Payback descontado	Pode ser determinante para a decisão de investir	Não utiliza	É um dos riscos utilizados para avaliar o tempo esperado para a recuperação do capital, por meio do Índice PB/N
Taxa Interna de Retorno	Aceitar se $TIR > TMA$	Não utiliza	Utilizada no Índice TMA/TIR para inferir a probabilidade de $VPL < 0$ sem usar o Método de Monte Carlo
Risco do Projeto	Prêmio pelo risco a ser adicionado à Taxa Livre de Risco e Análise da Variabilidade do Projeto via Método de Monte Carlo	Volatilidade da Taxa de Retorno obtido via Método de Monte Carlo	Usa cinco indicadores para obter a percepção de risco do projeto, todos em uma escala de zero a um, e os confronta, via Mapa Perceptual como o retorno IRER

Fonte: Souza e Clemente (2021).

2.2 A produção de petróleo e gás em campos terrestres

A indústria petrolífera inicia suas atividades com a fase de exploração, que engloba a identificação, caracterização e avaliação do potencial econômico das reservas de petróleo e gás. Esses estudos envolvem a execução de diversos testes e levantamentos, como testes estratigráficos, topográficos, geológicos, geofísicos e geoquímicos, além da abertura de poços exploratórios. No entanto, Rodriguez-Padilla (2013) e Etherington (2005) ressaltam que as estimativas dos volumes de petróleo *in situ* e da quantidade recuperável não possuem precisão devido às limitações inerentes desses estudos, apesar dos avanços tecnológicos significativos alcançados nesse setor. Embora os estudos exploratórios indiquem significativa disponibilidade de recursos, os custos de extração e os riscos envolvidos podem tornar a produção tecnicamente e economicamente inviável em determinadas áreas.

A capacidade de investimento da indústria petrolífera está alocada em financiar a fase de exploração, uma vez que tem como objetivo principal encontrar e viabilizar a produção de reservas que garantam o suprimento contínuo de petróleo e assegurem a sustentabilidade econômica das atividades (Senna, 2011). Nesse sentido, as empresas devem ter substancial capacidade de investimento para fazer frente aos diversos custos envolvidos, tais como levantamentos de dados, remuneração de profissionais especializados, perfuração de poços exploratórios, entre outros, ao mesmo tempo em que enfrentam riscos consideráveis de não obter retornos satisfatórios (Gallum; Nichols; Stevenson, 2001). Dessa forma, todas as decisões tomadas, desde a aquisição dos direitos de exploração até a efetiva recuperação dos recursos *in situ*, baseiam-se em indícios e expectativas relacionados à disponibilidade de volumes de petróleo que possam ser contabilmente registrados, aos níveis de produção esperados e ao retorno financeiro decorrente dos investimentos realizados (Rodriguez-Padilla, 2013).

Após a confirmação da viabilidade de exploração do campo, é iniciada a fase de desenvolvimento, na qual são incorridos custos relacionados à preparação e aquisição da infraestrutura necessária para a extração, estocagem, controle e separação dos recursos, bem como para o estabelecimento da infraestrutura de armazenamento e transporte do petróleo até as refinarias (Novaes, 2009; Thomas, 2004). Em seguida, ocorre a fase de operação, na qual os recursos são extraídos em escala comercial por meio da aplicação de técnicas de recuperação que visam otimizar a extração dos recursos disponíveis e garantir um fluxo contínuo de produção (Santos Jr., 2006). A escolha da técnica de recuperação está diretamente relacionada ao incremento do patamar de produção que justifique os custos envolvidos e assegure o maior retorno financeiro ao projeto de desenvolvimento do campo (Soares, 1997; Novaes, 2009).

Os volumes de recursos produzidos ao longo do ciclo de vida do campo delimitam o perfil de produção. Inicialmente, ocorre um crescimento acelerado da produção até atingir um ponto de estabilidade, seguido de um declínio gradual até a completa exaustão dos volumes disponíveis, encerrando a fase de abandono e exigindo a desmobilização da infraestrutura e a recuperação ambiental da área. A fase inicial de produção é caracterizada pela recuperação primária, que utiliza a energia naturalmente presente no reservatório em decorrência dos fatores geológicos envolvidos na sua formação (Zamith; Moutinho dos Santos, 2005; Mendes *et al.*, 2019). No entanto, essa técnica

apresenta um fator de recuperação limitado, geralmente entre 5% e 15% do volume total da reserva (Mendes et al., 2019). À medida que o campo alcança o equilíbrio de pressão entre o reservatório e a superfície, a produtividade diminui ao longo do tempo, demandando a implementação de novas estratégias para reabilitar a capacidade de produção do campo, podendo ocorrer, por exemplo, por meio da reativação de campos inoperantes, perfuração de novos poços produtores ou utilização de técnicas avançadas de recuperação.

A produtividade de campos de petróleo tende a diminuir à medida que as técnicas de recuperação se tornam menos eficazes ao longo do tempo, tornando-os campos maduros ou em estágio de maturidade. Apesar da implementação de novos mecanismos de produção, não há garantia de um aumento duradouro e significativo na produtividade, o que pode afetar a viabilidade econômica do campo ao longo prazo. Segundo Mendes *et al.* (2019), diversos casos reais demonstram o risco operacional associado a essa situação, em que alguns campos obtiveram um aumento inicial na produção após a implementação de técnicas avançadas de recuperação, mas retornaram aos níveis anteriores logo em seguida. A ANP 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. A maturidade de um campo também está relacionada à necessidade contínua de investimentos ao longo do ciclo de vida para manter a atividade do campo. É nesse contexto de maturidade produtiva que se insere o Polo Recôncavo, objeto do presente estudo.

3 METODOLOGIA

Esta é uma pesquisa aplicada, de natureza descritiva e explicativa quanto aos seus objetivos, adotando o estudo de caso como estratégia para abordar o problema de pesquisa. O objeto de estudo consiste em um projeto de investimento relacionado à aquisição do Polo Recôncavo, composto por nove campos produtores de petróleo e gás localizados no estado da Bahia, por uma empresa petrolífera de médio porte especializada na operação de campos terrestres, cujo nome será mantido em confidencialidade. Os dados foram coletados por meio de pesquisa bibliográfica e análise documental, com ênfase no "Relatório de Estimativas de Reservas e Receitas Futuras" — documento publicado anualmente por empresas do setor para atender às exigências regulatórias e informar investidores e o mercado financeiro sobre o potencial de geração de fluxo de caixa e valor de mercado. O relatório utilizado tem data de referência em 31 de dezembro de 2022 e foi publicado em fevereiro de 2023. O tratamento dos dados é de natureza qualitativa quanto à percepção de riscos e quantitativa quanto à estimativa de indicadores de retorno e à análise de sensibilidade dos resultados.

3.1 Estimativa da produção

Para a análise de viabilidade do Polo Recôncavo, são consideradas três curvas de produção possíveis para o período de análise do projeto (10 anos). O Cenário 1 considera apenas a estimativa inicial da capacidade produtiva dos campos em operação no estágio inicial (Ano 0), sem prever incrementos decorrentes de estratégias de extensão da

vida útil do polo, mantendo os parâmetros de declínio da curva base — característica comum a campos maduros com histórico de exploração. Os Cenários 2 e 3 envolvem incrementos em relação à curva base, considerando a recuperação de reservas *in situ* classificadas como Provadas e Prováveis, mediante reativação de poços inativos e perfuração de novos poços produtores, conforme previsto no Relatório de Reservas da empresa adquirente do Polo Recôncavo.

Utilizando a medida de Barris de Óleo Equivalente (BOE) para representar a produção conjunta de petróleo e gás, estimou-se um volume total para o período de 10 anos de aproximadamente 6.489 MMBOE no Cenário 1, 15.389 MMBOE no Cenário 2 e 18.908 MMBOE no Cenário 3. A Tabela 1 apresenta as projeções anuais de produção (em milhares de unidades) de óleo cru condensado, gás natural e gás natural liquefeito (GNL) — estes últimos após processamento do gás rico —, utilizadas para o cálculo do faturamento em cada cenário.

Tabela 1 – Estimativa de produção total (em milhares) por tipo de produto

Cenário	Produto/ Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Óleo (MBBL)	986	841	720	624	540	470	410	363	319	279
	GNL (MBBL)	38	32	27	24	21	18	16	15	14	13
	Gás (MMCF)	817	677	574	503	441	388	352	323	297	274
2	Óleo (MBBL)	1.199	1.444	1.542	1.501	1.443	1.420	1.434	1.382	1.313	1.175
	GNL (MBBL)	43	43	42	39	35	34	34	29	31	28
	Gás (MMCF)	914	916	897	834	758	730	730	626	652	594
3	Óleo (MBBL)	1.242	1.561	1.751	1.824	1.815	1.856	1.854	1.843	1.765	1.588
	GNL (MBBL)	44	48	50	47	43	41	41	36	37	34
	Gás (MMCF)	942	1.017	1.060	1.003	914	871	870	778	786	722

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

3.2 Estimativa do preço de comercialização

O preço do petróleo foi estabelecido com base nos preços futuros do petróleo tipo Barchart Brent cotado em 30 de dezembro de 2022 para o período de 2023 a 2030 (para os anos seguintes será utilizado US\$ 73,44/barril como referência). A Petrobras S.A. é responsável pela compra de todo o volume de petróleo disponível por meio de contratos de venda. Já os preços do gás natural e GNL são determinados por meio de contratos específicos com distribuidoras de gás regionais com perspectiva de renovação durante toda a vida útil das propriedades. Os preços utilizados (Tabela 2) refletem as especificidades e ajustes contratuais estabelecidos com as empresas compradoras devido a diferenciais de qualidade e mercado, conteúdo energético, taxas de processamento, entre outros fatores.

Tabela 2 – Estimativa do preço médio de comercialização (em dólares – US\$)

Produto/ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Óleo (US\$/BBL)	91,80	86,28	82,06	78,92	76,44	74,77	73,71	73,45	73,44	73,44
GNL (US\$/BBL)	47,59	44,41	43,57	45,93	47,03	45,98	45,33	45,17	45,17	45,17
Gás (US\$/MCF)	11,463	11,454	11,481	11,472	11,387	11,252	11,121	11,050	11,065	11,054

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

3.3 Estimativa de custos e despesas

A estimativa dos custos e despesas para cada uma das opções de desenvolvimento da produção do projeto incluem impostos sobre receita, *royalties*, custos operacionais (OPEX), custos de capital (CAPEX), custos de abandono (ABEX), depleção, depreciação e amortização, imposto de renda (IR) e contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL). Não haverá reajuste inflacionário nos valores estimados. As categorias de despesas são descritas no Quadro 3, enquanto os valores específicos estão detalhados no fluxo de caixa projetado (Tabela 3).

Quadro 3 – Definição das despesas e custos do projeto

Deduções	Descrição
Impostos sobre a receita bruta	Referem-se aos impostos e contribuições incidentes sobre o faturamento dos projetos, assim divididos: PIS/COFINS (9,25%) e ICMS (12%) aplicado exclusivamente sobre a receita bruta obtida com a comercialização do gás natural e NGL.
Royalties	O percentual referente aos royalties é determinado pelas bases de produção e taxas estabelecidas pela ANP, correspondendo a uma alíquota de 5% para empresas que operam campos terrestres enquadrados como marginais (conforme Resolução ANP Nº 877/2022). Além disso, será incluído o adicional de 1% referente à participação dos proprietários de terras.
Custos Operacionais (OPEX)	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) necessários para operacionalizar cada projeto de produção. São incluídos também os gastos com contratos de <i>midstream</i> para processamento e transporte da produção (incluindo os impostos incidentes). Os custos operacionais são calculados com base no volume total de óleo e gás produzidos no período, conforme especificado no Relatório de Reservas.
Custos de Capital (CAPEX)	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.
Custos de Abandono (ABEX)	Gastos obrigatórios para a desativação de poços, plataformas e instalações, além da recuperação ambiental das áreas exploradas após o encerramento das atividades de produção. Esses custos são aprovados pela ANP e programados com base no cronograma apresentado no Relatório de Reservas, expressos nos fluxos de caixa dos projetos.

Deduções	Descrição
Depleção, depreciação e amortização	Representam a diminuição parcelada do valor dos elementos dos ativos imobilizados e intangíveis das áreas de produção. Para fins deste estudo, são incluídas no cálculo dessas deduções: (i) a depleção dos direitos de produção de óleo e gás, calculada 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, depreciados 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.
Impostos sobre lucro	As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) são calculadas tomando-se por base o lucro tributável às alíquotas de 25% (15% mais adicional de 10% sobre o lucro excedente a R\$ 240 mil) e 9%, respectivamente.

Fonte: Elaborado pelos autores (2024)

3.4 Estimativa do investimento e estrutura de capital

A estimativa do investimento inicial para o desenvolvimento do projeto é de US\$ 200 milhões, divididos em US\$ 108 milhões (54%) para a aquisição dos direitos de concessão e US\$ 72 milhões (36%) para a transferência da infraestrutura instalada, a serem pagos à Petrobras S.A., além de US\$ 20 milhões destinados como capital de giro para financiar as operações no estágio inicial. Neste estudo, considera-se que 75% do investimento inicial será proveniente de recursos próprios da empresa compradora e 25% obtidos por meio de um acordo de crédito para captação de recursos em dólares com instituições financeiras internacionais, com uma taxa de juros de 8% ao ano. O pagamento do empréstimo será realizado em quatro anos, iniciando no Ano 1 (2023), utilizando o Sistema de Amortização Constante (SAC). As condições de financiamento utilizadas neste estudo refletem os principais aspectos de operações reais realizadas por empresas desse setor.

3.5 Definição da taxa de desconto para a análise do Fluxo de Caixa

As taxas de desconto utilizadas para determinar o retorno esperado para o projeto de investimento foram definidas com base nos princípios das metodologias utilizadas neste estudo:

- **Metodologia Multi-Índice:** para a TQLR, foi estabelecido o percentual de 3,879% a.a., correspondente à remuneração de títulos públicos do governo dos Estados Unidos com vencimento de 10 anos (*US T-Notes 10YR*), negociados em 30 de dezembro de 2022. Esses títulos são utilizados no mercado financeiro internacional como taxa de referência para avaliar o desempenho dos mercados e a segurança de títulos públicos e privados.
- **Metodologia Clássica:** a TMA será obtida através do método de Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), tendo em vista que o projeto será executado a partir de capital próprio e de terceiros, conforme abordado na subseção 3.4. Para tanto, foi necessário definir o custo de capital próprio (K_e) utilizando a seguinte fórmula proposta por Magalhães Jr. (2006):

$$K_e = R_f + \text{PrêmioRiscoBrasil} + \beta (E(R_m) - R_f) \quad (1)$$

Onde:

- **R_f (3,879% a.a.)** é a taxa de juros de baixo risco correspondente à remuneração dos títulos US *T-Notes 10YR*, negociados em 30 de dezembro de 2022;
- **β (1,09)** é o beta global desalavancado para o setor de exploração e produção de petróleo e gás, conforme proposto por Damodaran em 05 de janeiro de 2023;
- **$(E(R_m) - R_f)$ (5,94% a.a.)** é o prêmio pelo risco do mercado dos Estados Unidos, conforme proposto por Damodaran em 05 de janeiro de 2023;
- ***PrêmioRiscoBrasil* (2,56%)** é o ajuste do K_e considerando o *spread* do risco Brasil em relação aos títulos de dívida do governo dos Estados Unidos. Para esse cálculo, é utilizado o Embi+ Brasil (*Emerging Markets Bond Index Plus*), que estima o desempenho diário dos títulos da dívida dos países emergentes em relação aos títulos do Tesouro dos Estados Unidos. Os valores utilizados neste estudo são disponibilizados pelo Ipeadata, tendo sido utilizada a cotação de 30 de dezembro de 2022 como referência.

Portanto, conforme a fórmula (1), o custo de capital próprio da empresa será igual a:

$$K_e = 3,879\% + 2,56\% + [1,09 * (5,94\%)] = 12,91\% \text{ a.a.}$$

Considerando as informações fornecidas quanto a estrutura de capital e os custos de capital próprio e de terceiros, a TMA corresponde a:

$$TMA = (0,75 * 0,1291) + [(0,25 * 0,08) * (1 - 0,25)] = 11,18\% \text{ a.a.}$$

3.6 Estimativa do Risco de Gestão e do Risco de Negócio

Os indicadores de Risco de Gestão e Risco de Negócio, componentes da Metodologia Multi-Índice proposta por Souza e Clemente (2021), foram estimados por meio da aplicação de um instrumento estruturado junto com o gerente de operações de uma empresa do setor de petróleo e gás, utilizada como referência neste estudo de caso.

O Risco de Gestão (Tabela 3) mensura os riscos decorrentes da capacidade da equipe responsável pela condução do projeto, considerando sua experiência, competências e conhecimento técnico nos níveis estratégico, tático e operacional. Cada nível é composto por cinco construtos, avaliados por meio de 75 proposições. As respostas são expressas em uma escala de 0 (afirmação falsa) a 1 (afirmação verdadeira). A pontuação de cada nível é calculada com base na média ponderada dos três construtos com menor escore, e o valor global do Risco de Gestão é obtido a partir da média ponderada dos níveis. Quanto mais próximo de 1 estiver o resultado, maior será o risco associado à capacidade gerencial do projeto.

Tabela 3 – Resultados da mensuração do indicador Risco de Gestão

NÍVEL ESTRATÉGICO (Peso 3)		NÍVEL GERENCIAL (Peso 2)		NÍVEL OPERACIONAL (Peso 1)	
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

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

O Risco de Negócio (Tabela 4), por sua vez, representa a exposição do projeto a fatores conjunturais externos que estão fora do controle direto dos gestores. A análise contempla três esferas: conjuntura econômica (via análise PESTE), setor de atuação (com base nas Cinco Forças de Porter) e estratégias ao nível da firma (analisadas pela Matriz WT). A avaliação envolve 72 proposições, com pontuação de 0 a 1. A média ponderada das três proposições com maior percepção de risco em cada construto é utilizada para o cálculo, e os valores finais das esferas são combinados de forma ponderada. Resultados mais elevados indicam maior exposição do projeto a riscos conjunturais externos.

Tabela 4 – Resultados da mensuração do indicador Risco de Negócio

ANÁLISE PESTE (Peso 3)		5 FORÇAS DE PORTER (Peso 2)		MATRIZ WT (Peso 1)	
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

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

4 RESULTADOS

A partir dos dados de produção, preço de comercialização e as estimativas dos custos e deduções, foram projetadas as Demonstrações de Resultado do Exercício (DRE) para cada uma das opções de desenvolvimento do projeto de investimento, conforme detalhado da Tabela 5.

Tabela 5 – DREs projetadas do projeto de investimento

<i>Em milhares de US\$</i>	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO – CENÁRIO 1										
(1) Receita Bruta	101.717	81.747	66.844	56.066	47.260	40.354	34.863	30.874	27.364	24.114
(-) Impostos sobre Receita	10.750	8.660	7.114	6.009	5.091	4.356	3.784	3.366	3.001	2.664
(-) Royalties	6.154	4.946	4.044	3.392	2.859	2.441	2.109	1.868	1.656	1.459
(2) Receita Líquida	84.813	68.141	55.686	46.665	39.309	33.557	28.970	25.640	22.708	19.991
(-) OPEX	40.293	38.345	36.620	35.541	34.211	33.040	31.967	31.371	30.572	29.591
(-) ABEX	0	0	0	0	0	18	25	25	25	25
(-) CAPEX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(3) EBITDA	44.520	29.797	19.066	11.124	5.099	499	(3.022)	(5.755)	(7.889)	(9.624)
(-) Depleção e Depreciação	7.010	5.956	5.091	4.417	3.830	3.341	2.928	2.605	2.310	2.037
(4) Resultado Operacional	37.510	23.841	13.975	6.707	1.268	(2.841)	(5.950)	(8.359)	(10.199)	(11.662)
(-) Juros de financiamento	4.000	3.000	2.000	1.000	0	0	0	0	0	0
(5) LAIR	33.510	20.841	11.975	5.707	1.268	(2.841)	(5.950)	(8.359)	(10.199)	(11.662)
(-) IR / CSLL	11.393	7.086	4.072	1.941	431	0	0	0	0	0
(6) Resultado Líquido	22.116	13.755	7.904	3.767	837	(2.841)	(5.950)	(8.359)	(10.199)	(11.662)
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO – CENÁRIO 2										
(1) Receita Bruta	122.617	136.976	138.668	129.788	120.619	115.963	115.382	109.722	105.054	94.105
(-) Impostos sobre Receita	12.843	14.158	14.282	13.369	12.393	11.901	11.833	11.138	10.749	9.643
(-) Royalties	7.357	8.219	8.320	7.787	7.237	6.958	6.923	6.583	6.303	5.646
(2) Receita Líquida	102.416	114.600	116.066	108.632	100.989	97.104	96.627	92.000	88.001	78.816
(-) OPEX	43.203	45.114	46.676	47.099	46.372	45.988	46.044	45.582	45.314	43.994
(-) ABEX	0	0	0	0	0	18	25	25	25	25
(-) CAPEX	36.352	36.725	29.108	13.477	17.320	28.909	19.997	15.011	19.291	3.163
(3) EBITDA	22.862	32.761	40.282	48.056	37.297	22.189	30.561	31.383	23.372	31.635
(-) Depleção e Depreciação	12.063	17.228	20.713	21.731	23.020	25.736	27.821	28.874	30.420	29.821

<i>Em milhares de US\$</i>	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
(4) Resultado Operacional	10.799	15.534	19.569	26.325	14.278	(3.546)	2.740	2.509	(7.048)	1.814
(-) Juros de financiamento	4.000	3.000	2.000	1.000	0	0	0	0	0	0
(5) LAIR	6.799	12.534	17.569	25.325	14.278	(3.546)	2.740	2.509	(7.048)	1.814
(-) IR / CSLL	2.312	4.261	5.973	8.610	4.854	0	932	853	0	617
(6) Resultado Líquido	4.487	8.272	11.595	16.714	9.423	(3.546)	1.808	1.656	(7.048)	1.197
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO – CENÁRIO 3										
(1) Receita Bruta	126.955	148.460	158.044	157.622	151.161	150.465	148.209	145.584	139.946	126.098
(-) Impostos sobre Receita	13.291	15.384	16.338	16.220	15.473	15.319	15.092	14.696	14.187	12.805
(-) Royalties	7.617	8.908	9.483	9.457	9.070	9.028	8.893	8.735	8.397	7.566
(2) Receita Líquida	106.047	124.168	132.223	131.945	126.619	126.118	124.225	122.152	117.362	105.727
(-) OPEX	43.656	46.360	48.846	49.977	49.622	50.052	50.206	50.315	50.264	48.876
(-) ABEX	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18
(-) CAPEX	42.951	42.741	37.116	25.567	25.024	33.613	25.178	22.114	24.643	3.163
(3) EBITDA	19.440	35.068	46.262	56.400	51.972	42.435	48.823	49.706	42.437	53.671
(-) Depleção e Depreciação	13.020	19.328	24.250	27.181	29.518	33.077	35.583	37.609	39.608	38.767
(4) Resultado Operacional	6.420	15.740	22.012	29.220	22.455	9.358	13.240	12.096	2.829	14.904
(-) Juros de financiamento	4.000	3.000	2.000	1.000	0	0	0	0	0	0
(5) LAIR	2.420	12.740	20.012	28.220	22.455	9.358	13.240	12.096	2.829	14.904
(-) IR / CSLL	823	4.332	6.804	9.595	7.635	3.182	4.502	4.113	962	5.067
(6) Resultado Líquido	1.597	8.408	13.208	18.625	14.820	6.176	8.738	7.984	1.867	9.837

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Foram realizados ajustes nos fluxos de lucros obtidos na Demonstração de Resultado para transformá-los em fluxos de caixa representativos do projeto de investimento, como apresentado na Tabela 6. Esses ajustes envolveram a incorporação dos valores do investimento inicial (US\$ 200 milhões) no período pré-operacional (2022), das parcelas de amortização do financiamento (US\$ 12,5 milhões) entre os anos de 2023 e 2026, e a inclusão da depleção e depreciação dos ativos. No décimo ano (2032), foi adicionado o valor residual decorrente da continuidade das operações por mais sete anos, até a exaustão completa das reservas. Esse valor foi calculado descontando o resultado projetado para o período remanescente, utilizando as taxas de desconto TQLR (3,879% a.a.) e TMA (11,18% a.a.).

Tabela 6 – Fluxos de caixa do projeto de investimento

<i>Em milhares de US\$</i>		Opções de desenvolvimento do Polo Recôncavo		
Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	
2022	(200.000)	(200.000)	(200.000)	
2023	16.627	4.050	2.117	
2024	7.211	13.000	15.236	
2025	495	19.809	24.958	
2026	(4.316)	25.946	33.306	
2027	4.667	32.443	44.338	
2028	499	22.189	39.254	
2029	(3.022)	29.630	44.321	
2030	(5.755)	30.530	45.593	
2031	(7.889)	23.372	41.475	
2032 + Valor Residual (TQLR) *	(90.721)	67.878	157.964	
2032 + Valor Residual (TMA) **	(73.592)	66.666	142.920	

* Esse valor compõe o fluxo de caixa projetado a ser analisado pela Metodologia Multi-Índice.

** Esse valor compõe o fluxo de caixa projetado a ser analisado pela Metodologia Clássica.

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

4.1 Análise de viabilidade

No processo inicial de análise de viabilidade do projeto de investimento, empregando a Metodologia Multi-Índice, na Tabela 7 é apresentado o conjunto de indicadores destinados à avaliação dos elementos relacionados ao risco e ao retorno das opções consideradas viáveis ($VPL > 0$). No Quadro 4 está contida a explicação do resultado de cada indicador.

Tabela 7 – Indicadores de risco e retorno obtidos pela Metodologia Multi-Índice

		Opções de desenvolvimento do Polo Recôncavo		
	Indicadores	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Retorno	VPL (mil US\$)	(250.488)	8.585	139.914
	VPLa (mil US\$)	-	1.052	17.146
	IBC	-	1,043	1,700
	ROIA (%)	-	0,421	5,447
	IRER	-	0,109	1,404
Risco	TQLR/TIR	-	0,852	0,318
	GCR	-	0,280	0,801
	PB/N	-	0,981	0,793
	RISCO DE GESTÃO	-	0,60	0,60
	RISCO DE NEGÓCIO	-	0,92	0,92

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Quadro 4 – Análise do resultado dos indicadores da Metodologia Multi-Índice

Indicadores de Retorno
O Valor Presente Líquido (VPL) e o Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) indicam que o Cenário 1, devido aos resultados negativos desses indicadores, projeta fluxos de caixa futuros insuficientes para cobrir o investimento inicial e o custo de oportunidade (3,879% a.a.). Já os Cenários 2 e 3 apresentam VPL positivo, sinalizando viabilidade de retorno impulsionada pela expansão da produção nos campos do Polo Recôncavo. O Cenário 3 se destaca com o maior VPLa (US\$ 17,146 milhões), evidenciando o maior ganho anual entre as opções analisadas. Cabe ressaltar, no entanto, que a Metodologia Multi-Índice não recomenda a escolha de um projeto baseada exclusivamente nos valores do VPL e do VPLa.
O Índice Benefício/Custo (IBC) mede a rentabilidade de um projeto em relação ao capital investido durante seu período de execução; um IBC superior a 1 indica que o projeto é rentável e oferece retorno maior que a TQLR. O IBC do Cenário 2 indica retorno de aproximadamente 104% em 10 anos, equivalente a US\$ 0,043 para cada US\$ 1 investido, enquanto o Cenário 3 proporciona rentabilidade 63% superior, com retorno de 170% em 10 anos ou US\$ 0,70 para cada US\$ 1 investido. Convém destacar que esses são os retornos esperados para os 10 anos de atividade, considerando apenas os valores mais prováveis.
O Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA) do Cenário 2 (0,421% a.a.) e do Cenário 3 (5,447% a.a.) estima o retorno anual adicional de cada cenário além do que seria obtido com o capital inicial aplicado em uma alternativa indexada à TQLR (3,879% a.a.). Ambos os cenários superam a TQLR em termos de rentabilidade adicional, indicando que os projetos podem ser considerados potencialmente compensatórios. Ressalta-se, contudo, que o ROIA pressupõe a execução completa do projeto e rentabilidade mínima do capital disponível baseada na TQLR.
O Índice Relativo de Expectativa de Retorno (IRER) demonstra a proporção do ROIA em relação à TQLR. O IRER positivo dos Cenários 2 e 3 indica que eles têm capacidade de gerar, respectivamente, retorno adicional de aproximadamente 0,1 e 1,4 vezes a rentabilidade proporcionada pela TQLR, sendo o Cenário 3 consideravelmente mais atrativo nessa comparação.
Indicadores de Risco
O Índice TQLR/TIR mede o grau de risco financeiro a partir da proximidade entre a TQLR e TIR, servindo também como estimativa da probabilidade de o VPL ser menor ou igual a zero [$P(VPL \leq 0) \approx P(TQLR/TIR > 1)$]. O resultado do Cenário 2 (0,852) indica nível "alto" de risco de não recuperação do capital investido, enquanto o Cenário 3 (0,318), com índice inferior a 0,6, aponta baixa probabilidade de $VPL \leq 0$, uma vez que a TIR esperada está consideravelmente mais distante da TQLR.
O Grau de Comprometimento da Receita (GCR) representa o risco operacional da empresa, medindo a proporção da receita total destinada ao pagamento dos gastos operacionais do projeto. O Cenário 2 apresenta GCR de 0,280, classificado como risco "baixo/médio", enquanto o Cenário 3, com GCR de 0,801, é posicionado no Mapa Perceptual como risco "médio/alto".
O Índice Payback/N (PB/N) relaciona o período de execução do projeto (N) ao tempo necessário para recuperar o investimento inicial, avaliando o risco de não recuperação do capital. Os resultados do Cenário 2 (0,94) e do Cenário 3 (0,80) apresentam leve diferença entre si, porém ambos indicam risco elevado quando o valor residual de cada cenário não é considerado.
O Risco de Gestão (0,60) mede o risco relacionado à capacidade do gestor de administrar o projeto com sucesso. Esse resultado é influenciado por fatores como a dificuldade de consolidação de metas e estratégias de médio e longo prazo em pequenas e médias empresas do setor, a baixa participação de colaboradores operacionais no planejamento estratégico e a dificuldade em estabelecer uma cultura de inovação e melhoria contínua, dado que essas empresas tendem a priorizar a otimização de processos operacionais para redução de custos e aumento da produtividade.
O Risco de Negócio (0,92) mede o risco decorrente de variáveis e fatores conjunturais no desenvolvimento do empreendimento. Os principais fatores que contribuem para esse índice são: mudanças na conjuntura econômica global e governamental com influência direta ou indireta sobre os preços praticados no mercado; existência de regulamentações ambientais rigorosas, com multas significativas em caso de não conformidade; necessidade de licenças especiais para início das operações; domínio da Petrobras S/A como único comprador, inclusive na determinação dos preços de compra; e dependência de fornecedores internacionais que ofertam produtos e serviços específicos de difícil substituição a curto prazo.

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

As Figuras 1 e 2 sintetizam, por meio de um Mapa Perceptual os resultados dos indicadores obtidos através da aplicação da Metodologia Multi-Índice para os Cenários 2 e 3. Essa abordagem permite uma análise comparativa entre os potenciais ganhos e os riscos identificados. Segundo a avaliação proposta pela Metodologia Multi-Índice, o projeto receberá uma recomendação favorável para sua execução caso os indicadores de risco (representados em vermelho) estejam alinhados na mesma coluna ou à esquerda do IRR (representado em verde).

Figura 1 – Mapa perceptual da relação retorno-risco do projeto Polo Recôncavo sob Cenário 2

	BAIXO				BAIXO/MÉDIO				MÉDIO				MÉDIO/ALTO				ALTO			
IRR = f (ROIA/TQLR)																				
Índice TMA / TIR AJUSTADO $\rightarrow P(VPL \leq 0)$																				
PAYBACK / N																				
Risco Operacional - GCR																				
Risco de Gestão																				
Risco de Negócio																				
Escala do Risco	0,04	0,08	0,12	0,16	0,20	0,24	0,28	0,32	0,36	0,40	0,44	0,48	0,52	0,56	0,60	0,64	0,68	0,72	0,76	0,80

A relação risco retorno sob o Cenário 2 revela uma desproporcionalidade nos riscos, indicando incompatibilidade entre as expectativas de retorno e as percepções de risco. Dada essa configuração a recomendação seria por não investir.

Figura 2 – Mapa perceptual da relação retorno-risco do projeto Polo Recôncavo sob Cenário 3

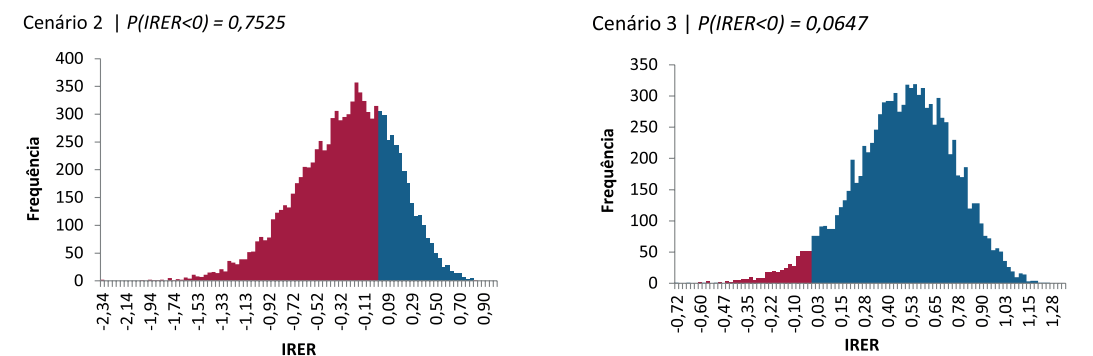
	BAIXO				BAIXO/MÉDIO				MÉDIO				MÉDIO/ALTO				ALTO			
IRR = f (ROIA/TQLR)																				
Índice TMA / TIR AJUSTADO $\rightarrow P(VPL \leq 0)$																				
PAYBACK / N																				
Risco Operacional - GCR																				
Risco de Gestão																				
Risco de Negócio																				
Escala do Risco	0,04	0,08	0,12	0,16	0,20	0,24	0,28	0,32	0,36	0,40	0,44	0,48	0,52	0,56	0,60	0,64	0,68	0,72	0,76	0,80

O Mapa Perceptual do Cenário 3 indica retorno "médio" e três percepções de risco desalinhadas com o retorno esperado. Nesse caso, a decisão de investir pode ser considerada desde que haja expectativa de elevação do preço do petróleo e que estratégias sejam priorizadas para mitigar os riscos enquadrados nos estratos "médio/alto" e "alto".

Os resultados expostos no Mapa Perceptual foram obtidos com base nas premissas estabelecidas para o cenário mais provável. No entanto, a fim de melhor fundamentar a decisão de investir, devem-se considerar os múltiplos cenários possíveis entre os limites dos valores otimistas e pessimistas dos parâmetros básicos. Para tanto, utilizou-se a técnica de Simulação de Monte Carlo para analisar a distribuição de probabilidade do principal indicador de retorno — o IRR —, considerando as incertezas nos parâmetros de preço (variação de +10% e +15%), OPEX (variação de -5% e +10%) e nível de produção (variação de +5% e -15%).

A Figura 3 apresenta a distribuição das ocorrências do IRR resultantes da projeção de dez mil cenários. No Cenário 2 do Polo Recôncavo, o IRR médio foi de -0,29 (máximo de 0,78 e mínimo de -2,21), com probabilidade de 0,752 de ser menor que zero, apontando para a recomendação de não investir. No Cenário 3, o IRR médio foi de 0,40 (máximo de 1,12 e mínimo de -0,60), com probabilidade de 0,065 de ser inferior a zero. Em síntese, os resultados revelam que, embora o Cenário 2 apresente indicador de retorno superior a zero, a probabilidade de sua ocorrência situa-se em aproximadamente 0,25. Por outro lado, no Cenário 3, a possibilidade de recuperar o capital e obter ganhos superiores à TQLR aproxima-se de 0,94.

Figura 3 – Distribuição de ocorrências do IRR



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

A fim de estabelecer uma comparação entre a avaliação da Metodologia Multi-Índice e a abordagem tradicionalmente adotada para embasar decisões de investimento em diversos setores da economia, incluindo o de petróleo e gás, foi conduzida a análise do projeto de investimento do Polo Recôncavo utilizando a Metodologia Clássica. Os resultados obtidos nessa análise divergem, em certa medida, das conclusões apresentadas pela Metodologia Multi-Índice. Indicam-se desempenhos financeiros insuficientes para os Cenários 2 e 3, de modo que os projetos perderiam valor equivalente ao VPL calculado. Essa insuficiência de desempenho se reflete na incapacidade de recuperar o investimento inicial de US\$ 200 milhões empregados na aquisição do Polo Recôncavo, além da rentabilidade mínima representada pela TMA (11,18% a.a.). Os resultados dos indicadores VPL, TIR e Payback estão na Tabela 8.

Tabela 8 – Indicadores de risco e retorno obtidos pela Metodologia Clássica

Opções de desenvolvimento do Polo Recôncavo				
	Indicadores	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Retorno	VPL (mil US\$)	(211.110)	(64.306)	7.212
	TIR (% a.a.)	-	-	11,78
Risco	Payback (anos)	-	-	9,85

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

A aceitabilidade de um projeto de investimento na Metodologia Clássica parte da obtenção de um $VPL \geq 0$, que demonstra a necessidade de gerar lucro como condição mínima para aprovação do projeto, bem como a criação de valor adicional. Nesse sentido, apenas o Cenário 3 obteve um VPL positivo (US\$ 7,212 milhões), indicando que seria recuperado o investimento inicial e obtido os mesmos níveis de rentabilidade caso esse montante tivesse sido aplicado em uma opção financeira indexada à TMA. A taxa de rentabilidade do projeto, expressa pela TIR, demonstra que ao final do último ano os ganhos corresponderam a 11,78% a.a. ao executar o investimento sob as configurações do Cenário 3. A proximidade entre a TIR e a TMA sugere que o projeto ofereceria um retorno nos limites das expectativas mínimas, de maneira que maiores seriam os riscos da $TIR < TMA$, considerando a possibilidade de incertezas dos resultados futuros e a ocorrência de eventos adversos que afetem negativamente o retorno esperado. Complementando a avaliação do risco, o *Payback* de 9,85 anos está próximo ao limite de tempo estabelecido (10 anos), isso significa que os fluxos de caixa futuros estão levando mais tempo para recuperar o investimento e gerar retornos positivos. Essa situação pode indicar que o investimento pode ser considerado arriscado ou menos atrativo.

4.2 Discussão dos resultados

A análise realizada por meio das Metodologias Multi-Índice e Clássica provê subsídios que podem orientar a tomada de decisões relacionada ao empreendimento voltado à exploração de campos terrestres de petróleo e gás. Considerando as opções de desenvolvimento delineadas para o projeto de investimento do Polo Recôncavo, a avaliação preliminar indica a inviabilidade da operação nos parâmetros estabelecidos para o Cenário 1, conforme obtido por ambas as abordagens metodológicas.

O Cenário 1 evidencia retorno negativo ($VPL \leq 0$), denotando que as perspectivas de fluxos de caixa futuros não seriam suficientes para compensar o investimento inicial, o custo de oportunidade e os riscos inerentes à execução do projeto no período de 10 anos. Um dos fatores preponderantes associados a esse resultado é a capacidade inicial de produção do Polo Recôncavo: em virtude de seu histórico de produção preexistente, os campos encontram-se em fase de maturidade produtiva, tendo atingido seu platô de produtividade, e na ausência de ações que estimulem a recuperação aprimorada dos recursos, observa-se declínio anual na produção.

As demais configurações consideram a destinação de recursos de capital para a reativação e perfuração de poços produtores nos campos do Polo Recôncavo, estratégia que possibilita elevar a curva de produção ao longo do tempo. No Cenário 2, obtém-se um incremento de aproximadamente 158% no volume de produção em relação ao Cenário 1, equivalente à recuperação total das reservas classificadas como Provasdas (1P). A avaliação conduzida pela Metodologia Clássica sustenta a inviabilidade do projeto, embora com prejuízo inferior ao do Cenário 1. Por outro lado, a Metodologia Multi-Índice sugere que o Cenário 2 detém potencial de gerar retorno positivo ($ROIA > TQLR$); contudo, essa rentabilidade é relativamente baixa e insuficiente para mitigar adequadamente os riscos subjacentes ao projeto, conforme ilustrado pelo Mapa Perceptual (Figura 1). Adicionalmente, a análise via Simulação de Monte Carlo revela probabilidade de aproximadamente 0,75 de o VPL ser inferior a zero, resultando no abandono da estratégia de exploração sob as configurações do Cenário 2.

No Cenário 3, considera-se um incremento de produtividade de cerca de 32% em relação ao Cenário 2, incorporando custos de capital suplementares necessários para a recuperação das reservas classificadas como Provadas e Prováveis (2P). A Metodologia Multi-Índice aponta maior robustez dos indicadores de retorno, e o Mapa Perceptual (Figura 2) evidencia que este cenário consegue atenuar, em certa medida, os riscos associados ao projeto, diferentemente do Cenário 2. Ainda assim, recomenda-se que os gestores considerem o risco operacional classificado como "médio/alto" e o risco de não recuperação do investimento inicial (PB/N também "médio/alto"), além dos riscos de gestão e dos fatores exógenos que podem influenciar o sucesso do projeto. A análise de sensibilidade aponta probabilidade de apenas 6,5% de o IRR ser inferior a zero, sugerindo maior confiabilidade nos resultados favoráveis à viabilidade do projeto nas condições propostas.

Com base nos resultados da Metodologia Clássica, o Cenário 3 se destaca como o mais vantajoso para o desenvolvimento do Polo Recôncavo, apresentando indicadores de retorno superiores aos demais cenários analisados. Contudo, conforme Souza e Clemente (2012), as decisões de investimento envolvem volumes significativos de recursos, e escolhas equivocadas podem ter consequências relevantes para a sobrevivência das empresas. Assim, se a aprovação do projeto estiver estritamente vinculada à obtenção de $VPL \geq 0$, o Cenário 3 poderá ser aprovado. No entanto, caso outros critérios de rentabilidade — como $TIR > TMA$ ou prazo limite para o Payback — sejam considerados, o projeto poderá ser desaprovado em razão de sua limitada lucratividade frente às expectativas de retorno e aos riscos associados ao tempo de recuperação do investimento.

As diferenças identificadas neste estudo entre as conclusões da Metodologia Clássica e da Metodologia Multi-Índice reforçam a relevância da seleção apropriada da metodologia de avaliação e dos critérios empregados no processo decisório, especialmente quando as abordagens divergem na mensuração dos riscos. Enquanto a Metodologia Clássica expressa os riscos por meio da incorporação de um prêmio pelo risco (spread) a uma taxa de referência de baixo risco, a Metodologia Multi-Índice os avalia com base em uma variedade de indicadores que analisam diversas facetas do risco (Harzer, 2015; Harzer; Souza; Duclós, 2013; Johann et al., 2014; Souza; Clemente, 2021). No contexto da produção de petróleo e gás em campos terrestres, cada um desses riscos é contextualizado no Quadro 5.

Quadro 5 – Análise dos riscos na exploração de petróleo e gás em campos terrestres

Risco financeiro	Corresponde à possibilidade de se obter rentabilidade inferior à de alternativas de investimento quase isentas de risco, como títulos públicos. Isso pode ocorrer em razão da volatilidade dos preços do petróleo, de flutuações cambiais, de políticas governamentais e de condições econômicas globais, fatores que afetam diretamente a receita do projeto e dificultam a previsão precisa dos fluxos de caixa futuros, tornando a gestão financeira mais complexa.
Risco de não recuperação do capital investido	Surge quando os custos associados à exploração, desenvolvimento e produção superam os benefícios econômicos esperados, representados principalmente pela receita com a venda do petróleo. Entre os fatores que podem ocasionar esse desequilíbrio estão: produtividade abaixo do esperado, custos operacionais acima do previsto, ineficiências nos processos produtivos, tecnologia inadequada ou obsoleta e demanda insuficiente. A identificação e mitigação desses fatores são fundamentais para garantir a viabilidade econômica do projeto ao longo de sua vida útil.

Risco operacional	Envolve a capacidade da empresa de cobrir seus custos operacionais considerando a estrutura de custos em relação às receitas geradas. Fatores que podem influenciar esse risco incluem o declínio natural da produção ao longo do tempo, o aumento dos custos de manutenção e reabilitação dos poços, a obsolescência da infraestrutura e a eficiência das operações de extração e processamento. Custos operacionais elevados ou produção insuficiente podem comprometer a viabilidade do projeto.
Risco de gestão	Relaciona-se à competência e à experiência dos gestores que supervisionam o projeto. Deficiências como falta de experiência na operação desse tipo de empreendimento, decisões mal fundamentadas, ausência de conhecimento técnico e má gestão de recursos humanos podem impactar negativamente a eficiência operacional e a rentabilidade. Uma gestão eficaz é essencial para superar obstáculos operacionais, controlar custos, minimizar riscos e tomar decisões estratégicas bem fundamentadas; falhas nessa dimensão podem resultar em atrasos, aumento de custos e comprometimento da viabilidade do empreendimento.
Risco de negócio	Diz respeito a fatores externos que, embora além do controle dos gestores, podem afetar significativamente a operação. Entre eles destacam-se: mudanças na legislação e regulamentação do setor; instabilidade política nas regiões de operação; conflitos regionais que ameacem a infraestrutura e a logística; restrições ambientais que imponham custos adicionais de conformidade; e a concorrência de fontes de energia alternativas, como as renováveis, que podem reduzir a demanda pelo petróleo produzido e, conseqüentemente, a rentabilidade do negócio.

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

5 CONCLUSÃO

A investigação da viabilidade econômica do Polo Recôncavo evidenciou que a capacidade produtiva de campos terrestres em fase de maturidade é determinante para a geração de valor nos projetos analisados. O Cenário 1, baseado exclusivamente na curva de declínio natural, mostrou-se inviável por ambas as metodologias. Os Cenários 2 e 3, que incorporam estratégias de recuperação de reservas, apresentaram resultados divergentes conforme a metodologia adotada: a Metodologia Clássica indicou inviabilidade no Cenário 2 e viabilidade marginal no Cenário 3, enquanto a Metodologia Multi-Índice apontou potencial de retorno positivo em ambos, condicionado à mitigação dos riscos identificados.

A comparação entre as abordagens confirma que a Metodologia Multi-Índice oferece vantagens no contexto da produção onshore ao desagregar os riscos do projeto em múltiplas dimensões — financeiro, operacional, de gestão e de negócio —, em contraste com a Metodologia Clássica, que os sintetiza em um único prêmio de risco incorporado à taxa de desconto. Essa capacidade de discriminação permite identificar com maior precisão quais aspectos do projeto demandam atenção estratégica, tornando-a uma ferramenta mais adequada ao processo decisório em ambientes de elevada incerteza, como os campos terrestres maduros.

A exploração de petróleo e gás em campos terrestres é uma atividade complexa que envolve diversos riscos interconectados. A compreensão e o gerenciamento eficaz dessas interconexões são essenciais para o sucesso de projetos dessa natureza. Uma abordagem abrangente, que leve em consideração a complexa interdependência desses riscos, é fundamental para garantir a sustentabilidade e a viabilidade desses empreendimentos. Portanto, a gestão de riscos deve ser uma prioridade no contexto

da exploração de petróleo em campos terrestres, visando à mitigação adequada desses desafios multifacetados. Por exemplo, ineficiências operacionais podem aumentar custos operacionais (risco operacional) e afetar os fluxos de caixa (risco financeiro). Da mesma forma, uma gestão inadequada pode resultar em alocações ineficientes de recursos e decisões inadequadas, aumentando o risco de não recuperação do capital investido. Além disso, o ambiente de negócios externo, como mudanças regulatórias e políticas governamentais, pode impactar todos os aspectos do projeto, desde a rentabilidade até a demanda pelo petróleo produzido.

Conclui-se, portanto, que a Metodologia Multi-Índice se configura como ferramenta de gestão ativa no processo decisório da indústria petrolífera onshore, oferecendo subsídios mais abrangentes do que a Metodologia Clássica para contextos de elevada incerteza. Para pesquisas futuras, recomenda-se a validação da metodologia em estudos de maior escala e diversidade operacional, bem como a incorporação de variáveis socioambientais e de tendências da transição energética na análise de viabilidade de campos terrestres maduros.

REFERÊNCIAS

- 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**. 2018. 82 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2018.
- AMARAL, T. C. **Opções reais: análise econômica de projetos de exploração e produção de petróleo através de estudos de casos**. 2019. 71 f. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.
- BATISTA, P. B. M. **Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais: o caso da bacia Potiguar**. 2016. 160 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.
- CÂMARA, R. J. B. **Campos maduros e campos marginais: definições para efeitos regulatórios**. 2004. 128 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador – UNIFACS, Salvador, 2004.
- ETHERINGTON, J. R. **Getting full value from reserves audits**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers, 2005. <https://doi.org/10.2118/95341-MS>
- 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.
- GALLUM, R. A. et al. **Fundamentals of oil and gas accounting**. 4. ed. New York: Pennwell Books, 2001.
- HARZER, J. H. **Avaliação do risco financeiro em projetos de investimentos a partir da relação TMA/TIR: uma contribuição à metodologia Multi-Índice**. 2015. 243 f. Tese

(Doutorado em Administração) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2015.

HARZER, J. H. et al. Método de Monte Carlo aplicado à análise de projeto: estudo de investimento em um empreendimento hoteleiro. *In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE CUSTOS*, [número], [ano], [local]. **Anais...**2013.

MAGALHÃES JR., F. **Avaliação de campo de petróleo maduro por opções reais**. 2006. 116 f. Dissertação (Mestrado Profissionalizante em Administração) – Faculdades Ibmecc, Rio de Janeiro, 2006.

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

NOVAES, R. C. S. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano**. 2009. 179 f. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

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.

SANTOS JR, A. A. **Produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil: uma visão pragmática**. 2006. 153 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador, Salvador, 2006.

SCHIOZER, R. F. **Um modelo de alívio de royalties para campos maduros de petróleo**. 2002. 85 f. Dissertação (Mestrado em Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

SENNA, B. D. **Estudo da viabilidade econômica em campos maduros**. 2011. 121 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

SILVA, B. N. et al. Risk analysis of offshore oil development projects: a case study. **Brazilian Business Review**, v. 3, n. 2, p. 223–237, 2006.

SILVA, M. I. O. **Metodologia de estimativa de valor da flexibilidade em desenvolvimento de campos de petróleo**. 2016. 222 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SOARES, C. M. **Análise estratigráfica e geoestatística de reservatórios deltaicos da Bacia do Recôncavo (BA)**. 1997. 131 f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. São Paulo: Atlas, 2004.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Metodologia Multi-Índice: um novo olhar sobre a avaliação de planos de negócios**. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.13140/RG2.2.22078.61767>.

THOMAS, J. E. (org.). **Fundamentos da engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência; Petrobras, 2004.

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**, v. 28, n. 270, p. 140–147, 2005.

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