

JOÃO VITOR MOURA GONÇALVES

**Exploração e produção de petróleo e gás em campos maduros e acumulações
marginais terrestres por operadoras independentes:
estudo de caso na Bacia Potiguar**

**PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL
DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO**

Orientador: Lincoln Wolf de Almeida Neves

**Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 24 de novembro de 2025.**

Para meus pais, José Aurélio (*in memoriam*) e
Neufrisa, pelo amor e dedicação de toda uma
vida.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à Deus, o principal autor, e à Jesus Cristo, por todas as bênçãos em minha vida, sem eles eu não estaria aqui.

Aos meus pais, José Aurélio Moura Gomes (*in memoriam*) e Neufrisa Paulino Gonçalves, por tudo. Por todos os dias me mostrarem a importância da integridade e do trabalho duro, por meio do exemplo. Pelo amor, atenção e suporte que sempre me deram. Obrigado, pela presença de ambos em todos os momentos da minha vida e por todas as coisas que abriram mão por mim. Essa conquista é inteiramente de vocês.

Aos meus padrinhos, Paulo (*in memoriam*) e Francisca, que sempre exerceram um papel além desse título, são meus segundos pais. Obrigado, por todos os ensinamentos e suporte, sem medir esforços. A presença e o exemplo de vocês durante toda a minha caminhada, foram essenciais para que eu chegasse nesta etapa.

À minha irmã, Isabella, a princesa do irmão. Por me ensinar a enxergar as coisas de outra forma e a ser mais paciente. Obrigado por todo o carinho e sua companhia.

Um agradecimento especial à PUC-Rio, ao ISMART e a todos os professores e funcionários das instituições por onde passei, por me acolherem e fornecerem todas as ferramentas necessárias ao meu desenvolvimento, fundamentais para que eu chegasse preparado para este momento e para voos mais altos.

Ao meu orientador, Lincoln, por toda disponibilidade, paciência e prestatividade. Pelas horas de aula e reunião, sempre com boa vontade, compartilhando conhecimento e incentivando minha melhora. Seu suporte durante todo o processo foi determinante para o sucesso deste trabalho.

Aos meus irmãos Vitor e Rafael, à minha madrinha Pamela e à Thaís. Por sempre me acolherem, motivarem e estarem ao meu lado, disponíveis para ajudar em qualquer situação.

À minha tia Neide, por todo suporte e carinho de sempre. Sua atenciosidade e contribuições foram essenciais para o sucesso deste trabalho.

A todos os meus avós e tios, que, apesar da distância, sempre me deram muito amor. Destaco, meus tios Emídio, Francisco e Guia, por todo apoio e carinho ao longo desse recente processo da minha vida.

À Bené, Blener, Bruno, Felipe, Rodrigo e Thiago pelo suporte e ensinamentos durante esse processo. Em especial à Felipe e Rodrigo, pela paciência e compreensão cotidianas.

Por fim, aos meus amigos, pela presença e companheirismo durante minha caminhada.

Exploração e produção de petróleo e gás em campos maduros e acumulações marginais terrestres por operadoras independentes: estudo de caso na Bacia Potiguar

*Gonçalves, João Vitor Moura¹
Neves, Lincoln Wolf de Almeida²*

RESUMO

A indústria brasileira de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural (O&G) passou, nas últimas décadas, por um processo de transformação marcado, mais recentemente, pelo programa de desinvestimentos da Petrobras, que abriu espaço para a atuação de operadoras independentes em campos maduros e acumulações marginais terrestres (*onshore*). Nesse contexto, este Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo geral avaliar por que petroleiras independentes optam por operar campos maduros e acumulações marginais no Brasil, por meio de um estudo de caso dos campos terrestres da Brava Energia na Bacia Potiguar. Adota-se uma abordagem exploratória, qualquantitativa, estruturada a partir do método de estudo de caso, com triangulação de dados primários e secundários, com evidências primárias obtidas por meio de entrevistas com especialistas do setor. Os resultados indicam que campos maduros e acumulações marginais, embora apresentem desafios como altos teores de água produzida, declínio da produção e necessidade de intervenções frequentes, oferecem oportunidades para operadoras independentes que conseguem operar com estruturas enxutas, que intensificam intervenções, aplicam métodos de recuperação secundária e terciária, e capturam incentivos regulatórios e fiscais específicos. No caso do Complexo Potiguar, a Brava mitigou a trajetória de declínio dos campos ao ampliar a atividade de perfuração e ao implementar uma estratégia operacional intensiva em capital. A modelagem econômico-financeira do empreendimento apontou a atratividade econômica da operação do ativo. Conclui-se que operadoras independentes são atraídas por campos maduros e acumulações marginais por enxergarem, nesses ativos, uma combinação de menor risco geológico, infraestrutura já instalada, barreiras de entrada mais baixas e espaço para criação de valor via aumento de eficiência operacional e disciplina de capital. A captura efetiva desse potencial, contudo, depende de processos eficazes de avaliação econômica, decisões de investimento bem fundamentadas e boa governança. De modo semelhante, é importante que as operadoras independentes evitem sobrepreço em aquisições e excesso de custos, preservando uma margem de segurança em sua operação.

Palavras-Chave: *Petróleo e Gás; Campos Maduros; Acumulações Marginais; Operadoras Independentes; Bacia Potiguar.*

¹Graduando do Curso de Engenharia de Produção da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)

²Professor Orientador, Doutor em Engenharia de Produção pela PUC-Rio

Oil and gas exploration and production in onshore mature fields and marginal accumulations by independent operators: a case study in the Potiguar Basin

*Gonçalves, João Vitor Moura¹
Neves, Lincoln Wolf de Almeida²*

ABSTRACT

Brazil's oil and gas (O&G) exploration and production (E&P) industry has undergone, over recent decades, a transformation marked more recently by Petrobras's divestment program, which opened space for independent operators to act in onshore mature fields and marginal accumulations. In this context, this undergraduate thesis aims to assess why independent oil companies choose to operate mature fields and marginal accumulations in Brazil, through a case study of Brava Energia's onshore fields in the Potiguar Basin. An exploratory, mixed-method (qualitative and quantitative) approach is adopted, structured around the case study method, with triangulation of primary and secondary data, and primary evidence obtained through interviews with industry specialists. The results indicate that mature fields and marginal accumulations, although facing challenges such as high water cut, production decline, and the need for frequent interventions, offer opportunities for independent operators that are able to work with lean cost structures, intensify interventions, apply secondary and tertiary recovery methods, and capture specific regulatory and fiscal incentives. In the case of the Potiguar Complex, Brava mitigated the declining trajectory of the fields by expanding drilling activity and implementing a capital-intensive operational strategy. The economic and financial modelling of the project indicated the economic attractiveness of operating the asset. It is concluded that independent operators are attracted to mature fields and marginal accumulations because they perceive, in these assets, a combination of lower geological risk, pre-existing infrastructure, lower entry barriers, and room for value creation through operational efficiency gains and capital discipline. The effective capture of this potential, however, depends on robust economic assessment processes, well-grounded investment decisions, and sound governance. Similarly, it is important that independent operators avoid overpaying in acquisitions and incurring excessive costs, thereby preserving a margin of safety in their operations.

Keywords: *Oil and gas, Mature fields, Marginal accumulations, Independent operators, Potiguar Basin.*

¹ Undergraduate Student in Production Engineering at the Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)

² Advisor Professor, PhD in Production Engineering from the PUC-Rio

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo	2
1.2. Organização do trabalho	2
2. REFERENCIAL TEÓRICO	4
2.1. Campos Maduro e Acumulações Marginais.....	4
2.1.1. Campos Maduro.....	4
2.1.2. Campos e Acumulações Marginais	6
2.1.3. Unificação dos Conceitos de Campos Maduro e Marginais	7
2.2. Petroleiras Independentes.....	7
2.3. Revitalização de Campos Maduro.....	10
2.3.1. Métodos de Recuperação.....	11
2.3.2. Desafios na Revitalização de Campos Maduro	13
2.3.3. Benefícios na Revitalização de Campos Maduro	14
2.4. Gestão Estratégica em Campos Maduro e Marginais	16
2.4.1. Controle de Riscos.....	16
2.4.2. Recursos Financeiros	17
2.4.3. Gestão de Recursos Humanos & Equipamentos	18
2.5. Análise Econômica de um Empreendimento Desse Nicho.....	19
2.5.1. Fluxo de Caixa Descontado e Valor Presente Líquido.....	20
2.5.2. Taxa Interna de Retorno	21
2.5.3. <i>Payback</i> Descontado.....	22
3. METODOLOGIA.....	23
3.1. Planejamento do estudo de caso	23
3.2. Coleta de dados	25
3.3. Análise dos dados.....	26
4. ESTUDO DE CASO BRAVA ENERGIA NA BACIA POTIGUAR	27
4.1. Contextualização do setor de O&G no Brasil.....	27
4.2. Caracterização da empresa	30
4.2.1. Brava Energia	30
4.2.2. Complexo Potiguar	33
4.3. Análises e Resultados	35
4.3.1. Desempenho Operacional e Financeiro	35
4.3.2. Análise de Viabilidade Econômica	43

5. CONCLUSÃO.....	48
6. BIBLIOGRAFIA	50
7. APÊNDICE	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Métodos de Recuperação de Campos Maduros.....	12
Figura 2: Média Anual Histórica de Produção de O&G no Brasil.....	28
Figura 3: Média Anual de Produção da Petrobras vs Petrobras Onshore (1980 – 2025).....	29
Figura 4: Média Mensal de Produção <i>Onshore</i> Histórica no Brasil (2010 – 2025).....	29
Figura 5: Cadeia de Produção da Brava Energia em O&G.....	32
Figura 6: Histórico da Produção de O&G do Complexo Potiguar.....	36
Figura 7: Produção de O&G pela Brava no Complexo Potiguar	37
Figura 8: Injeção de Vapor no Complexo Potiguar.....	38
Figura 9: Consumo Interno de Gás no Complexo Potiguar	39
Figura 10: <i>Lifting Cost</i> Operações <i>Onshore</i> no Brasil	39
Figura 11: Comparação da Produção de Petróleo e Água no Complexo Potiguar	40
Figura 12: Receita Líquida Complexo Potiguar e Preço Médio do Petróleo Brent	41
Figura 13: EBITDA e Margem EBITDA do Complexo Potiguar	42
Figura 14: Produção de Petróleo Anual Acumulada - Projetada (Curva 2P).....	44
Figura 15: Análise de Sensibilidade VPL - Preço do bbl e WACC - (R\$ '000).....	47
Figura 16: Análise de Sensibilidade VPL - Preço bbl e Lifting Cost - (R\$ '000)	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Características Produtivas dos Campos do Complexo Potiguar 35

Tabela 2: Análise de Viabilidade Econômica – Cenário Base 46

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Critérios Para Enquadramento de Campos Marginais Terrestres	7
Quadro 2: Vantagens Competitivas de PMEs em Campos Petrolíferos Maduros.....	9
Quadro 3: Desafios em Campos Maduros e Marginais Terrestres	14
Quadro 4: Benefícios da Revitalização de Campos Maduros.....	15
Quadro 5: Despesas em Campos Maduros e Marginais Terrestres	18
Quadro 6: Petroleiras Independentes no Brasil.....	30
Quadro 7: Campos do Complexo Potiguar	34
Quadro 8: Ocorrência do Referencial Teórico no Caso Complexo Potiguar.....	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- 1P - Reservas econômicas provadas
- 2P - Reservas econômicas provadas + prováveis
- 3P - Reservas econômicas provadas + prováveis + possíveis
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- Bbl/d - *Barrels of oil per day* (barris de petróleo por dia)
- Boe - *Barrels of Oil Equivalent* (barris equivalentes de petróleo)
- BSW - *Basic Sediments and Water* (porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total de líquidos produzido no campo)
- CAPEX - Capital Expenditure (Despesa de Capital)
- D&A – Depreciação e Amortização
- E&P – Exploração e Produção
- EBIT - *Earnings Before Interest and Taxes* (Lucro Antes de Juros e Impostos)
- EBITDA - *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization* (Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização)
- EOG - *Enhanced Oil Recovery* (Recuperação Avançada/Terciária de Petróleo)
- FCD – Fluxo de Caixa Descontado
- FPSO - *Floating Production Storage and Offloading* (Produção, Armazenamento e Transferência Flutuante)
- FR - Fator de Recuperação
- IOR - *Improved Oil Recovery* (Recuperação Melhorada/secundária/terciária de Petróleo)
- O&G - Óleo e Gás
- O&M – Operações e Manutenções
- PMEs - Pequenas e Médias empresas
- RL – Receita Líquida
- TIR - Taxa Interna de Retorno
- VOIP - *Volume of Oil in Place* (Volume Original de Petróleo no Local)
- VPL - Valor Presente Líquido
- WACC - *Weighted Average Cost of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)

1. INTRODUÇÃO

A exploração e produção de petróleo e gás brasileiro vêm, ao longo do tempo, ganhando espaço e investimentos tecnológicos no campo industrial, com reflexos diretos no setor econômico. O presente trabalho traz em sua linha de pesquisa uma abordagem específica na área de exploração e produção de petróleo e gás em campos maduros e acumulações marginais terrestres por operadoras independentes: estudo de caso na Bacia Potiguar.

A literatura apresentada delineia-se com citações de autores e pesquisadores sobre a temática, fundamentada com argumentos do autor, ofertando um trabalho com entrega e registro de informações sérias, credibilizando a pesquisa através de suas fontes numa perspectiva de contribuir com a sociedade acadêmica e do conhecimento na área de exploração e produção de petróleo com relação ao impacto econômico específico.

Nesse contexto, este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) tem como objetivo geral avaliar por que petroleiras independentes optam por operar campos maduros e acumulações marginais no Brasil, por meio de um estudo de caso dos campos terrestres da Brava Energia na Bacia Potiguar.

Adota-se uma abordagem exploratória, qualquantitativa, estruturada a partir do método de estudo de caso, com triangulação de dados primários e secundários, com evidências primárias obtidas por meio de entrevistas com especialistas do setor. Os resultados indicam que campos maduros e acumulações marginais, embora apresentem desafios como altos teores de água produzida, declínio da produção e necessidade de intervenções frequentes, oferecem oportunidades para operadoras independentes que conseguem operar com estruturas enxutas, que intensificam intervenções, aplicam métodos de recuperação secundária e terciária, e capturam incentivos regulatórios e fiscais específicos.

Apesar das preocupações quanto ao futuro do setor com a mudança na matriz de energia, segundo Yergin (2025), “a transição energética não está substituindo as fontes convencionais, mas sim somando-se a elas. Além disso, o processo ocorre de forma desigual entre regiões e tecnologias, refletindo a complexidade do sistema energético global. Assim, o investimento contínuo em petróleo e gás permanece essencial, uma vez que os campos sofrem declínio natural de produção ao longo do tempo.”

Ratifica essa ideia o fato de que, em 2024, tanto a quantidade de energia derivada do petróleo quanto a oriunda do carvão atingiram níveis recordes. Em um período mais longo, a participação de hidrocarbonetos na matriz energética primária global praticamente não mudou, de 85% em 1990 para cerca de 80% atualmente. Ademais, em 2022, aproximadamente 40% da

energia global consumida por usuários finais - como pessoas e empresas -, advém do petróleo e seus derivados (IEA 2025; Yergin, 2025).

Apesar da importância dos campos maduros e das operadoras independentes, após pesquisa bibliográfica, percebe-se que há uma escassez de estudos que combinem métricas operacionais e práticas gerenciais no contexto brasileiro.

Com isso, este TCC almeja responder a seguinte pergunta de pesquisa: por que petroleiras independentes optam por operar campos maduros e acumulações marginais *onshore* (em terra) no Brasil?

A pesquisa apresenta importante relevância para o meio acadêmico, o mercado de O&G e investidores do setor, uma vez que, entender o funcionamento e a importância desse nicho pode atrair mais atenção e capital do mercado financeiro para esses *players* independentes, fomentar a economia do país, acelerar a transição e adição energética global, além de desmistificar ideias negativas quanto a atividades de O&G.

1.1. Objetivo

Nesse sentido, este TCC tem como objetivo geral avaliar por que operadoras independentes optam por operar campos maduros e acumulações marginais de óleo e gás em terra no Brasil, por meio de um estudo de caso em campos da Brava na Bacia Potiguar.

Em termos específicos, pretende-se alcançar os seguintes objetivos:

- Analisar os impactos das estratégias de recuperação de campos;
- Mensurar impactos econômico-financeiros dos ativos.
- Avaliar os indicadores de viabilidade econômica do projeto – VPL, TIR e *Payback*.

1.2. Organização do trabalho

Esta pesquisa está organizada em cinco seções, cada uma desempenhando um papel específico na construção do conhecimento e na análise do gerenciamento de campos maduros e acumulações marginais terrestres por petroleiras independentes no Brasil.

A introdução apresenta uma visão geral do tema e justifica a relevância da pesquisa. Delineia os objetivos do estudo e a pergunta de pesquisa.

Em seguida, vem a revisão bibliográfica, oferecendo uma fundamentação da literatura relacionada ao desenvolvimento de campos maduros e acumulações marginais e ao papel das petroleiras independentes nesse contexto, explorando a importância desse nicho do setor de O&G.

Já a metodologia descreve o método de pesquisa adotado, incluindo os procedimentos de coleta de dados e os critérios de avaliação utilizados para analisar a operação de campos da Brava na Bacia Potiguar (“Complexo Potiguar”). Descreve também o motivo da escolha desses ativos como objeto de estudo.

O estudo de caso, fornece a análise dos resultados obtidos da pesquisa e explora o gerenciamento aplicado no Complexo Potiguar, apresenta uma análise sobre a eficiência dos métodos aplicados pela gestão atual e a compara com a literatura. Realiza uma avaliação da viabilidade do ativo.

Por último, a conclusão apresenta os resultados do trabalho, resumindo os principais achados e relacionando-os aos objetivos propostos. Além disso, discute as implicações práticas das descobertas e oferece sugestões para pesquisas futuras que possam contribuir para o avanço do conhecimento acadêmico e do setor de E&P.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A presente seção tem como objetivo fornecer o embasamento teórico que sustenta a pesquisa em questão. Serão abordados conceitos da indústria de O&G e as suas principais características. Cada seção se dedica a analisar um tema específico, contribuindo para a compreensão dos elementos que permitem identificar os processos de gerenciamento de campos maduros e acumulações marginais *onshore*. Através desta abordagem, busca-se estabelecer uma base sólida para as análises subsequentes.

2.1. Campos Maduros e Acumulações Marginais

Cabe inicialmente a definição da terminologia “campo de petróleo”, a partir do artigo 6º da Lei do Petróleo, em que se define campo de petróleo ou gás natural como a área produtora que contém um ou mais reservatórios contínuos, localizados a diferentes profundidades, e que inclui as instalações e equipamentos destinados à produção. Essa definição não estabelece limites objetivos para a delimitação espacial de um campo, podendo este compreender múltiplos poços e reservatórios interligados (Brasil, 1997).

2.1.1. Campos Maduros

Existe uma grande diversidade de artigos técnicos em que seus autores citam elementos norteadores que utilizam quando referem-se a campos maduros (Câmara, 2004). Tais elementos norteadores são ligados a: volume de reservas, produção declinante, alta produção de água, ultrapassagem do pico de produção, necessidade de utilização de avançados métodos de recuperação, economicidade, localização geográfica - um campo maduro na Arábia Saudita certamente terá características diferentes de um campo maduro no Brasil -, entre outros fatores (Santos Jr., 2006).

No entanto, vale ressaltar que, como abordado por Santos Jr. (2006) não existe uma definição precisa e aceita universalmente por entidades credenciadas para campos maduros, o que é compreensível, haja vista o caráter subjetivo do conceito. Segundo o autor, de uma maneira geral, existe uma tendência em acatar-se que o conceito de campos maduros esteja associado àqueles campos que estão em adiantado estágio de produção, normalmente com relevante diminuição da produção de hidrocarbonetos ou aumento da produção de água.

De modo a possuir métricas mais específicas e quantitativas, adere-se aos parâmetros definidos pela Resolução nº 749 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de 2018, em que campo maduro é aquele com histórico de produção

efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% do volume a ser produzido previsto, considerando somente as reservas recuperáveis provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido pela equação:

$$\text{Produção Acumulada (boe)} / [\text{Produção Acumulada (boe)} + \text{Reservas 1P (boe)}] \quad (1)$$

Onde:

- boe: barris equivalentes de petróleo;

Essa definição é importante, pois caracteriza os campos passíveis de receber a redução de royalties em situações de produção incremental, incentivando assim a exploração e a maximização da produção em campos já desenvolvidos. A ANP (2018) estabelece, no Artigo 1º da Resolução nº 749, de 21 de setembro de 2018, a redução de royalties incidentes sobre a produção incremental de campos maduros, que pode alcançar a cobrança mínima de 5%, a depender de solicitação do operador e da comprovação de benefício econômico aos entes federados. Ressalta-se que a norma possui abrangência a todos os contratos de concessão em vigor. O royalty máximo aplicado pela ANP é de 15%, logo, a cobrança de royalties em um campo pode variar entre 5 e 15%.

Segundo a CBIE (2019), campos maduros são considerados a espinha dorsal da indústria por sua grande quantidade, assim como pela grande quantidade de óleo ainda por ser extraída e que se encontra retida na jazida. A partir de dados de 2011, aproximadamente dois terços da produção diária média global de petróleo vêm de campos maduros e essa porcentagem está aumentando ao longo do tempo. O relatório considerou os campos que tivessem produzido mais de 50% de suas estimativas iniciais de reservas provadas mais as prováveis (2P) estabelecidas ou tivessem produzido por mais de vinte e cinco anos.

Como a maior parte das bacias petrolíferas do mundo já foi explorada e grandes descobertas tornaram-se menos frequentes, torna-se fundamental que as empresas aumentem a recuperação em campos maduros (Höök, 2009).

Segundo Munisteri & Kotenev (2013), campos maduros apresentam como principal vantagem os grandes volumes de hidrocarbonetos já identificados por meio de perfurações, testes, histórico de produção e dados de pressão, o que reduz o risco de não encontrar hidrocarbonetos durante novas perfurações. Além disso, para os autores, contam com poços

existentes, infraestrutura de superfície e aprovações governamentais que permitem reurbanização ágil e melhor viabilidade econômica em projetos de recuperação incremental. Tais campos também oferecem oportunidades para aplicação de novas técnicas de gerenciamento de reservatórios e tecnologias ligadas à geociência, otimização da produção, métodos avançados de recuperação, perfuração e instalações, com o objetivo de aumentar os níveis de produção ou reduzir as taxas de declínio.

Segundo Guimarães (2005), um dos aspectos mais característicos, e principal desafio ambiental, de campos maduros é o elevado volume de água produzido. À medida que o reservatório avança em sua vida útil econômica, a proporção de água tende a crescer significativamente em relação ao petróleo, podendo atingir níveis extremos.

Para Câmara (2004), embora a elevada produção de água possa sugerir maior longevidade produtiva, não constitui um critério determinante para caracterizar a maturidade de um campo. O autor destaca que um campo com alta proporção de água produzida pode indicar a possibilidade de estar em estágio maduro, mas essa condição não pode ser afirmada de forma conclusiva. Da mesma maneira, campos com baixos índices de produção de água podem já estar em fase de maturidade.

2.1.2. Campos e Acumulações Marginais

Segundo Schiozer (2002), campo marginal é aquele que está perto do limite de viabilidade econômica por qualquer razão técnica ou econômica.

De acordo com a ANP (2022), campo marginal é o campo de petróleo/gás que (i) tem contrato oriundo de licitação específica de áreas inativas com acumulações marginais ou (ii) cujas atividades de desenvolvimento e produção apresentem economicidade ou produção marginal segundo critérios objetivos da própria resolução (considerando o ambiente de produção – terrestre, águas rasas, profundas). Segundo a ANP (2022), especificamente para campos terrestres, serão enquadrados como marginais, os que obedeçam a um ou mais critérios listados no Quadro 1.

Segundo ANP (2022), acumulações marginais são acumulações específicas de petróleo ou gás (um “corpo” de hidrocarbonetos dentro de um campo) que (i) está em área de campo que já se encontra na fase de produção, (ii) não possui reservas registradas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) e (iii) cujo desenvolvimento ou operação apresente economicidade marginal conforme a resolução. É estabelecido o critério, para campos terrestres, de acumulações com recursos contingentes (2C) de até 2 milhões de boe.

Quadro 1: Critérios Para Enquadramento de Campos Marginais Terrestres

Critérios	
(i)	produção total <= 900boe/dia
(ii)	para campos de gás natural, produção total <= 1.800boe/dia
(iii)	produção total <= 1.350boe/dia & grau API < 22
(iv)	Basic Sediments and Water (BSW) > 98%
(v)	campos que possuem somente acumulações marginais
(vi)	campos devolvidos ou em devolução à ANP colocados em oferta permanente

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados da ANP (2022).

A definição da ANP é importante para o enquadramento dessas áreas em programas de benefícios regulatórios. Uma vez que, em 2022, foi publicada uma resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que determina a redução dos royalties para o piso legal de 5% previsto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), para campos e acumulações de economicidade marginal (Brasil, 2022, 1997).

2.1.3. Unificação dos Conceitos de Campos Maduros e Marginais

Segundo Lima (2024), é importante ressaltar que, nem todo campo marginal é necessariamente um campo maduro, uma vez que é possível a existência de campos que são economicamente marginais, ao mesmo tempo em que são campos novos. Adicionalmente, de maneira similar, nem todo campo maduro pode ser considerado marginal.

Porém, conforme apresentado por Novaes (2010), ambos os conceitos, de campos maduros e marginais, apontam para empreendimentos que apresentam particularidades dentro da indústria de O&G. Tais especificidades indicam uma demanda por custos de investimentos reduzidos, associados a perspectivas econômicas menos expressivas, de modo que, como exposto pelo autor, muitas vezes ambos os conceitos se enquadram nas características de um mesmo campo.

Com isso, este trabalho tratará de modo unificado os conceitos de campos maduros e áreas com acumulações marginais.

2.2. Petroleiras Independentes

Segundo Lima (2024), as grandes corporações do setor de O&G operam com expectativas elevadas de retornos em seus ativos. Uma empresa com esse perfil pode ter dificuldade em convencer os investidores a investirem em projetos de baixo retorno quando comparado a projetos *greenfield* - área nova, onde não existem instalações ou operações

anteriores - de sucesso. Com isso, essas empresas tendem a não incluir campos maduros ou marginais no seu portfólio, uma vez que os volumes declinantes ou marginais da produção, em geral, se tornam inviáveis para a estrutura das grandes petroleiras.

Para o contexto nacional, Zamith (2005) destaca que a produção *onshore* brasileira, historicamente relegada a um papel secundário pela Petrobras, tende a receber apenas investimentos mínimos voltados à sua manutenção, sem a devida valorização de seus potenciais efeitos multiplicadores.

Contudo, Zamith (2005) aponta que em outras regiões do mundo, mesmo campos em estágios avançados de maturidade permanecem em atividade por décadas, com viabilidade econômica, observando-se um movimento de transferência gradual desses ativos das grandes operadoras - que direcionam capital para projetos de maior porte e risco - para empresas menores, especializadas na gestão de áreas de baixa produtividade, capazes de operá-los e torná-los viáveis. Nesse contexto, apresentam-se as operadoras independentes, que em muitos casos, são, ou pelo menos nascem, como pequenas e médias empresas (PMEs).

Segundo Lima (2024) e Zamith (2001), operadoras independentes são empresas sem participação societária do Estado, geralmente de menor porte quando comparadas às grandes empresas ou “*majors*” de O&G, por isso conhecidas, também, como “*junior oils*”. Para os autores, essas atuam primordialmente em E&P, com foco na aquisição e revitalização de campos maduros e marginais desinvestidos por grandes companhias, alavancando gestão de reservatórios e métodos de recuperação avançada para prolongar a vida útil e recuperar produção com estruturas mais enxutas. Métodos esses, conhecidos como recuperação aprimorada de óleo (*Improved Oil Recovery* - IOR) ou recuperação melhorada de óleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR). Esses métodos substituem a vazão natural por um meio artificial (Lima, 2024).

Dessa forma, utiliza-se neste estudo o registro da Resolução nº 32 da ANP (2014), para efeito de enquadramento nas medidas específicas para aumentar a participação de PMEs nas atividades de E&P no Brasil, com as definições dispostas a seguir:

- Empresa de Pequeno Porte é uma companhia independente ou uma empresa pertencente à grupo societário, com qualificação de Operador C ou D pela ANP, que opere ao menos um Contrato de Concessão e apresente produção média anualizada inferior a 1.000 boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no país e no exterior;

- Empresa de Médio Porte é uma companhia independente ou uma empresa pertencente à grupo societário, com qualificação de Operador B ou C pela ANP, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e apresente produção média anualizada inferior a 10.000 boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no país e no exterior.

A Resolução nº 853 da ANP (2021), a partir dos critérios descritos, determina que o valor da alíquota de royalties de um campo será reduzido para as taxas de (i) 5% (cinco por cento), para campos operados por empresas de pequeno porte, e (ii) 7,5% (sete e meio por cento), para campos operados por empresas de médio porte.

De acordo com Zamith e Santos (2003), as PMEs apresentam restrições quanto à sua capacidade de investimento, o que as impede de assumir os elevados riscos associados às atividades mais rentáveis de E&P em novas fronteiras. Para os autores, em razão dessas limitações, tais companhias tendem a direcionar seus recursos para áreas que demandam aportes financeiros mais reduzidos e envolvem riscos exploratórios menores. O processo de modernização e revitalização, embora demande tecnologias específicas, requer aportes menores, criando condições para a formação de empresas locais, capazes de gerar emprego na própria região e estimular polos de dinamismo econômico (Zamith, 2005).

Segundo Senna (2011), a elevação da produtividade em áreas periféricas está mais vinculada à dedicação dos operadores, especialmente pela alocação de recursos humanos direcionados a cada projeto, do que propriamente à disponibilidade de capital. Para o autor, o incremento da produção relaciona-se de forma direta à criatividade e à habilidade de resolução de problemas por parte das companhias, e não unicamente à adoção de novas tecnologias de produção.

Para Lima (2024), as principais vantagens que proporcionam às PMEs uma administração de campos petrolíferos maduros e ou marginais de forma eficiente e eficaz, são expostos no Quadro 2.

Quadro 2: Vantagens Competitivas de PMEs em Campos Petrolíferos Maduros

Vantagem		Implicações
(i)	Estrutura simples e ágil	A menor burocracia, em relação às grandes empresas, garante rapidez na tomada de decisões e adaptação mais eficiente às mudanças do mercado.
(ii)	Despesas operacionais reduzidas	Maior competitividade e produtividade em função de despesas operacionais mais baixas.

(iii)	Especialização na revitalização	Foco técnico voltado à otimização e maximização da produção em campos maduros e marginais, diferindo das companhias verticalizadas.
(iv)	Criatividade e flexibilidade tecnológica	Capacidade de adotar e implementar rapidamente novas tecnologias e soluções inovadoras, aumentando a eficiência operacional e o aproveitamento dos recursos de O&G.

Fonte: Baseado em Lima (2024).

2.3. Revitalização de Campos Maduros

Segundo Parshall (2012), revitalizar um campo maduro significa adotar estratégias que permitam extrair valor além do inicialmente previsto. Todo campo apresenta uma curva de produção, na qual a extração cresce até atingir um pico e, em seguida, entra em declínio até alcançar um ponto em que a operação deixa de ser economicamente viável. Para o autor, a revitalização busca prolongar essa curva de declínio natural, ampliando a produção final de hidrocarbonetos de forma economicamente sustentável.

Para O'Brien *et al.* (2016), projetos de recuperação de campos maduros apresentam menor risco para os operadores em comparação com os riscos operacionais e os custos elevados associados ao desenvolvimento *greenfield*, por diversas razões. Uma delas é que campos maduros otimizados oferecem fluxos de caixa estáveis e menor risco de reservatório em razão de seus longos históricos de produção.

A revitalização de campos maduros decorre, em grande medida, do avanço das tecnologias de avaliação de formações e de intervenção, que permitem identificar e acessar volumes antes não mapeados e elevar a produção por meio de perfuração direcional, completações aprimoradas e métodos de recuperação avançada. À luz desses ganhos potenciais, a decisão de revitalizar deve ser precedida de análise técnico-econômica rigorosa, de modo que o programa só avance quando demonstrar viabilidade e benefícios econômicos líquidos para a concessionária (O'Brien *et al.*, 2016; Parshall, 2012; Santos Jr., 2006; Wilson Sons, 2020).

Do ponto de vista operacional, a prioridade é “assegurar o que se planeja produzir” a partir de instalações envelhecidas - executando perfurações adicionais, reforçando rotinas de manutenção e mitigando falhas críticas (compressão, dutos) - para, só então, focar na desaceleração do declínio e no aumento do fator de recuperação. Complementarmente, a otimização do aproveitamento de maduros se desdobra em duas frentes: (i) ganhos de eficiência na gestão da produção - intervenções com sondas, elevação artificial e facilidades de superfície, incluindo recuperação secundária - e (ii) incorporação de tecnologias inexistentes à época da

descoberta - sísmicas 2D/3D, poços direcionais e EOR -, articuladas em um plano integrado de desenvolvimento (O'Brien et al., 2016; Parshall, 2012; Santos Jr., 2006; Wilson Sons, 2020).

Firjan (2024) aponta que a partir de dados do Boletim Anual de Reservas (BAR) de 2023 da ANP, o fator médio de recuperação de petróleo no Brasil é de aproximadamente 11% em relação ao volume original *in place* (VOIP) - volume total de petróleo ou gás natural contido originalmente em um reservatório, a partir de uma estimativa geológica e de engenharia -, chegando a 19% quando considerados apenas os campos classificados como maduros. Esses valores podem evidenciar um amplo potencial de incremento na recuperação nacional, quando comparados à média mundial de cerca de 30%. Em países de referência, como a Noruega, esse índice atinge patamares ainda mais elevados, com média de 47% e chegando a aproximadamente 60% em alguns campos (Norwegian Petroleum, 2024).

2.3.1. Métodos de Recuperação

Segundo Ross (2013), as tecnologias utilizadas para a revitalização de campos de petróleo maduros podem ser aplicadas tanto nos poços quanto nos reservatórios. Quando o número máximo de poços viáveis já foi atingido, recorrem-se a práticas de desenvolvimento como completação, estimulação, tratamentos, otimização da elevação, coleta de novos dados, monitoramento e novas intervenções. O autor ainda descreve que, em seguida, realizam-se perfurações de poços injetores para manutenção de pressão ou deslocamento, principalmente com foco na recuperação secundária ou terciária. Para qualquer uma dessas práticas, é essencial conhecer previamente a quantidade e a localização do óleo-alvo.

Novaes (2010) aponta que na etapa inicial de produção de um reservatório, empregam-se técnicas de recuperação primária. Tais métodos utilizam os mecanismos naturais de energia do reservatório, baseando-se principalmente na expansão dos fluidos e do gás dissolvido. Nessas condições, a expansão da capa de gás e do aquífero constitui um meio eficiente para promover a elevação do fluido até a superfície.

Mezzomo (2001) adiciona que, para casos em que o fluido não apresenta capacidade de insurgência, recorre-se à aplicação de técnicas de elevação artificial, como injeção de gás comprimido (*gas lift*) e bombeio mecânico por motor, para viabilizar sua chegada até a superfície. Como nessa etapa o reservatório ainda se encontra em condições plenas, tais métodos recebem a denominação de técnicas primárias, visto que demandam reduzida quantidade de energia artificial.

Já a recuperação secundária, conforme expõe Santos Jr. (2006), consiste na modificação das condições naturais do reservatório, com o objetivo de evitar a queda de pressão. Nessa fase, recorrem-se a mecanismos básicos de recuperação, entre os quais se destacam: (i) a injeção de gás na capa de gás ou diretamente na zona de óleo, (ii) a injeção de água, seja no aquífero, seja na própria zona de óleo, e (iii) a injeção de vapor, utilizada para reduzir a viscosidade de óleos pesados.

Como recurso mais complexo, existe a recuperação terciária. Santos Jr. (2006) a caracteriza pela modificação dos mecanismos básicos de recuperação por meio do uso de técnicas mais avançadas. Entre essas práticas destacam-se os métodos térmicos, nos quais a viscosidade do fluido é reduzida pela injeção de vapor ou pela combustão in situ, bem como os métodos químicos, que envolvem a injeção de substâncias capazes de alterar as propriedades químicas do óleo ou da própria rocha, como ocorre nos processos de acidificação.

A Figura 1 apresenta um fluxo de categorização dos métodos de recuperação de campos maduros, ao mesmo tempo em que define as aplicações de IOR e EOR.



Figura 1: Métodos de Recuperação de Campos Maduros
Fonte: Baseado em Munisteri & Kotenev (2013).

Muggeridge *et. al* (2014) indica que EOR refere-se à injeção de fluidos e/ou uso de processos - gás miscível, WAG, polímero, surfactante, vapor/combustão - que elevam a recuperação além do que seria obtido apenas com manutenção de pressão por água/gás. Enquanto, adiciona o autor, IOR é um guarda-chuva mais amplo: além de, às vezes, ser usado como sinônimo de EOR, também abrange ganhos de recuperação por engenharia e gestão de

projetos - como identificar óleo *bypassed* (deixado pelo caminho) com sísmica 4D e realizar uma perfuração direcionada -, sem necessariamente introduzir um novo agente de injeção.

2.3.2. Desafios na Revitalização de Campos Maduros

A revitalização de campos maduros envolve um conjunto de desafios nas dimensões geológica, operacional, tecnológica, econômico-financeira e institucional. A literatura destaca que, embora exista potencial de volumes remanescentes, identificar, mobilizar e produzir esses volumes com economia e segurança exige superar limitações físicas do reservatório, incertezas de engenharia, restrições de infraestrutura e barreiras regulatórias (Babadagli, 2007; Parshall, 2012).

Babadagli (2007) descreve que o primeiro obstáculo é geológico, localizar o óleo remanescente em ambientes heterogêneos. Isso exige programas extensivos de otimização e planejamento de longo prazo para selecionar zonas e técnicas adequadas de redesenvolvimento. Mesmo quando aplicáveis, os métodos IOR e EOR enfrentam limites tecnológicos e geológicos. (Muggeridge et al., 2014).

Poços e instalações de longa data acrescentam riscos de integridade (corrosão, cimentação, válvulas, dutos) e custos de manutenção, que podem escalar justamente quando a taxa natural de declínio se acentua. A gestão de integridade — somada à necessidade de aprovações operacionais — tende a alongar cronogramas e apertar margens dos projetos incrementais (Munisteri; Kotenev, 2013). De modo mais amplo, taxas de declínio estruturais crescentes impõem uma “corrida” contínua por mitigação do declínio, o que aumenta a dificuldade de manter o nível de barris produzidos apenas com medidas de eficiência (Höök et al., 2009).

O’Brien et al. (2016) aponta que apesar de pequenos ganhos no fator de recuperação terem efeito sistêmico, aumentar o fator de recuperação (FR) em campos maduros é notoriamente difícil, e a seleção de opções deve equilibrar CAPEX marginal, tempo de execução e sensibilidade a preço. Em outras palavras, há um estreito corredor econômico: projetos precisam ser rápidos, encaixar-se na infraestrutura e converter produção em caixa antes que o declínio e as incertezas (reservatório/instalações) corroam o *business case* (Parshall, 2012).

Adicionalmente, Ferreira (2009) e Zamith (2005) concordam que entre os principais desafios ambientais e operacionais dos campos maduros está a crescente proporção de água em relação ao volume de óleo produzido, conhecida como razão água óleo (RAO). Para os autores,

à medida que o reservatório atinge estágios mais avançados de maturidade, essa relação tende a se intensificar, aumentando os custos de manejo. De acordo com Câmara (2004), com a exploração do campo, é de se esperar que essa razão atinja valores altos, sendo comuns casos de RAO superiores a 20 m³ de água para 1 m³ de óleo, ou seja, na ordem de 95% de água.

Segundo Guimarães (2005), essa condição, além de representar um obstáculo operacional, gera impacto econômico na atividade exploratória, visto que a água produzida não pode ser descartada diretamente no meio ambiente, exigindo processos de tratamento adequados, que apresentam elevado custo em comparação aos ganhos com a produção de petróleo, ou sua reinjeção no reservatório.

No contexto brasileiro, além de barreiras técnico-econômicas, a revitalização depende de marcos regulatórios e decisões administrativas previsíveis - licenças, aprovações e incentivos - para destravar investimentos (Firjan, 2024). Como descrito por Ribeiro (2024), em bacias maduras, um desafio é combinar captura de óleo remanescente com estabilidade de regras e estímulos voltados à prolongação da vida útil e ao aumento do fator de recuperação, sob governança que reduza incertezas para as operadoras independentes.

Os desafios da revitalização são apresentados no Quadro 3.

Quadro 3: Desafios em Campos Maduros e Marginais Terrestres

Desafio		Fonte
(i)	Localizar o óleo remanescente;	Babadagli (2007)
(ii)	Escolhas Operacionais;	Parshall (2012)
(iii)	Preservar a integridade e ciclo de vida da operação - ativos envelhecidos	Munisteri & Kotenev (2013)
(iv)	Economia do projeto - corredor estreito entre CAPEX marginal, tempo e preço;	O'Brien <i>et al.</i> (2016)
(v)	Gestão da água produzida.	Firjan (2024)

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A superação coordenada dessas fricções é um fator essencial para a transformação de um ativo com potencial em barris efetivamente produzidos.

2.3.3. Benefícios na Revitalização de Campos Maduros

A literatura especializada converge em apontar a revitalização de campos maduros como vetor de criação de valor e resiliência setorial. Estudos internacionais mostram que esses

ativos permanecem centrais para a oferta global, e que sua reativação organizada - combinando melhor caracterização de reservatórios, reentrada e perfuração de novos poços, bem como completas e levantamentos de produção mais eficientes - prolonga a vida produtiva e amplia o volume recuperável, reduzindo a necessidade de investimentos *greenfield* de maior risco (Babadagli, 2007; Parshall, 2012).

Munisteri & Kotenev (2013) indicam vantagens de custo e risco decorrentes do aproveitamento de infraestrutura e estudos existentes. Essa estratégia, como descrito por Parshall (2012), encura ciclos de execução, reduz o *Capital Expenditure* (CAPEX) – gasto de investimento - incremental por barril e mitiga incertezas, ao mesmo tempo em que viabiliza soluções de produção incremental, como por *workovers* (intervenções para restabelecer, manter ou aumentar a produtividade de um poço já existente, sem, ou com mínima, perfuração nova), com rápida conversão em caixa.

Para operadoras independentes, com estruturas mais enxutas e maior agilidade decisória, esse nicho torna-se especialmente atrativo quando combinado a processos de seleção de oportunidades e visão técnico-econômica sistemática (Babadagli, 2007; O'brien *et al.*, 2016).

Relatório da Firjan (2024) destaca que, no contexto brasileiro, a revitalização gera ganhos socioeconômicos locais, a partir de emprego, renda e arrecadação, e estende a base produtiva em bacias maduras, sobretudo quando acompanhada por políticas públicas pró-incremento. No relatório, evidências compiladas para o país apontam que essa agenda impulsiona campos maduros e sustenta receitas de entes subnacionais, ao mesmo tempo em que reduz a pegada de carbono relativa por utilizar ativos de superfície já instalados e favorecer rotas como o EOR com CO₂.

Em síntese, os benefícios da revitalização de campos maduros se materializam em quatro frentes complementares, apresentados no Quadro 4.

Quadro 4: Benefícios da Revitalização de Campos Maduros

	Vantagem	Fonte
(i)	técnica, via aumento do fator de recuperação e mitigação do declínio;	Parshall (2012)
(ii)	econômico-financeira, pela captura de barris com baixo CAPEX marginal e conversão rápida de produção;	Parshall (2012)
(iii)	operacional, com uso de infraestrutura existente e redução de prazos de execução;	Munisteri e Kotenev (2013)

(iv)	social, por gerar arrecadação, renda e emprego em territórios produtores.	Firjan (2024)
------	---	---------------

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

2.4. Gestão Estratégica em Campos Maduros e Marginais

Lima (2024) descreve que a gestão estratégica de campos maduros e marginais constitui um campo relevante de estudo para as empresas de petróleo e gás no Brasil, que atuam em um cenário marcado por intensa competitividade e por constantes transformações tecnológicas, políticas e econômicas, apresentando desafios a serem superados.

Para Guimarães (2005), o gerenciamento se relaciona diretamente às ações operacionais conduzidas em um campo de petróleo. Por sua vez, a otimização de estratégias envolve análises voltadas ao planejamento global da área, o qual precisa ser reavaliado sempre que ocorrem alterações no contexto econômico, político ou técnico. Para o autor, entre as decisões resultantes desses estudos de otimização estão a definição do número adequado de poços produtores e injetores, as recompletas necessárias e a conversão de poços produtores em injetores.

Segundo Satter e Thakur (1994), o gerenciamento de campos de petróleo deve ser entendido como a aplicação estratégica e eficiente dos recursos disponíveis, contribuindo para a extensão da vida útil desses ativos, com o objetivo de ampliar a produção e a rentabilidade.

2.4.1. Controle de Riscos

Conforme Lima (2024), a gestão de riscos desempenha papel fundamental na mitigação dos impactos financeiros decorrentes de imprevistos, como falhas operacionais, atrasos produtivos e incidentes ambientais. A adoção de estratégias eficazes de gerenciamento contribui não apenas para a redução dos custos de produção, mas também para o aumento da rentabilidade dos ativos.

De acordo com Senna (2011), explorar petróleo em campos marginais é uma atividade empresarial marcada por diversos fatores internos e externos. As companhias não controlam o preço nem a especificidade do petróleo, pois se trata de uma *commodity*, cujo valor é determinado em dólar nas bolsas de mercadorias e futuros, de acordo com o nível de qualidade.

Segundo Senna (2011), os investimentos necessários para a revitalização de um poço podem atingir valores expressivos, em razão da complexidade das operações envolvidas, como a dificuldade de disponibilizar sondas, a necessidade de substituição de bombas, a instalação de novas estruturas de tubulação e hastes, além da aplicação de diferentes técnicas de completação. Para o autor, quando se trata da perfuração de um novo poço, os custos tornam-

se ainda mais elevados e o grau de incerteza quanto ao sucesso do projeto aumenta significativamente.

Senna (2011) destaca que, com o objetivo de mitigar os riscos associados aos projetos de exploração de petróleo, as empresas costumam elaborar estudos de viabilidade econômica adotando valores conservadores para a cotação do barril, geralmente aplicando um deflator que situa o preço entre US\$ 20 e US\$ 30. O autor acrescenta que a aprovação do investimento ocorre apenas quando o valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa descontado apresenta resultado positivo mesmo sob essas premissas mais restritivas, ainda que o preço de mercado esteja momentaneamente entre US\$ 70 e US\$ 80.

Essa prática atua como um mecanismo de avaliação de risco, embora possa levar à rejeição de projetos que, em condições normais de preço, seriam economicamente viáveis. A realização de uma análise de sensibilidade a partir do preço do barril é ferramenta utilizada para dimensionamento desse fator.

2.4.2. Recursos Financeiros

De acordo com Coelho Neto (2009), a gestão eficaz dos recursos financeiros tem como principais objetivos o acompanhamento dos resultados econômicos e dos custos operacionais pelos gestores responsáveis, bem como o cumprimento das obrigações fiscais e demais compromissos financeiros da empresa. O autor acrescenta que essa função assume papel ainda mais relevante nas fases iniciais dos projetos de exploração, período em que há elevados desembolsos com aquisição de concessões, atividades exploratórias, desenvolvimento de campos e perfuração de poços, sem que haja, entretanto, geração imediata de receitas.

Segundo Santos Jr. (2011), nas operações de produção em poços terrestres, o principal custo está associado ao tempo de intervenção da sonda e à perda de produção durante o período de paralisação. Para reduzir esses custos, é fundamental que as intervenções sejam cuidadosamente planejadas, com equipamentos em bom estado e execução eficiente. Além disso, o autor destaca que a reutilização criteriosa de tubos e hastes representa uma medida de otimização relevante, uma vez que o custo de inspeção e recuperação desses materiais pode ser até 30 vezes inferior ao de aquisição de novos componentes.

O Quadro 5 apresenta principais custos financeiros envolvidos na operação desses ativos.

Quadro 5: Despesas em Campos Maduros e Marginais Terrestres

Tipo		Descrição
(i)	Aquisição (Investimento)	Obtenção dos direitos de exploração durante o processo licitatório, incluindo os gastos com estudos técnicos, elaboração de propostas e o pagamento do bônus de assinatura referente à concessão.
(ii)	Exploração (Investimento)	Após a aquisição da área, todos os dispêndios voltados à análise do potencial produtivo do campo, como os custos com estudos geofísicos, topográficos e atividades de perfuração exploratória.
(iii)	Desenvolvimento (Investimento)	Compreendem os investimentos necessários à implantação da produção das reservas provadas. No caso de campos marginais, englobam despesas relacionadas a projetos de revitalização e estimulação de poços, além dos custos de instalação das facilidades de produção, como tanques de tratamento e armazenamento de óleo.
(iv)	Operação (Custo)	Atividade produtiva do poço, como consumo de energia elétrica, remuneração de operadores de campo e despesas com o transporte dos fluidos produzidos
(v)	Manutenção (Custo)	Conservação e bom funcionamento das linhas de produção, tanques, compressores de gás e demais equipamentos e estruturas de apoio operacional.
(vi)	Abandono (Custo)	Processo de desativação definitiva de um poço, abrangendo as etapas de remoção dos equipamentos, cimentação das estruturas e execução de todas as ações necessárias para restaurar a área às condições originais existentes antes do início das atividades de exploração de petróleo.
(vii)	Recursos humanos (Custo)	Os campos de petróleo e gás demandam um número expressivo de profissionais - entre engenheiros, técnicos, operadores e especialistas de diversas áreas -, o que torna a gestão de recursos humanos um aspecto complexo e estratégico.
(viii)	Regulatórios (Custo)	Gastos e investimentos realizados para garantir o cumprimento das exigências legais e das normas técnicas que regem o setor de petróleo e gás. Englobam equipamentos de segurança, proteção ambiental e saúde ocupacional, bem como despesas relacionadas aos processos de licenciamento, inspeções e atividades de monitoramento.

Fonte: Baseado em Senna (2011) & Lima (2024).

2.4.3. Gestão de Recursos Humanos & Equipamentos

Segundo Zamith (2001), em campos maduros e acumulações marginais, a gestão de pessoas tende a operar com estruturas enxutas, alto grau de terceirização e foco em competências críticas de reativação de ativos. A literatura sobre produtores independentes descreve um perfil de operadores com pequenas equipes cuja ênfase recai na exploração e produção.

De acordo com Parshall (2012), no plano operacional, a gestão de recursos humanos precisa viabilizar campanhas padronizadas, compartilhamento de recursos e execução rápida para reduzir custo e minimizar impacto financeiro de paradas — o que envolve planejar turnos, logística de equipes e contratos de embarcação/apoio sincronizados ao cronograma de intervenções.

Lima (2024) aponta que a ausência de um controle eficiente desses gastos pode resultar em elevação dos custos de operação e, consequentemente, em redução da rentabilidade do empreendimento. Esse cenário tende a ocorrer, por exemplo, quando há contratação de grandes equipes ou com níveis de produtividade abaixo do esperado, o custo com pessoal pode chegar a 40% dos custos totais de operação em campos maduros e marginais.

Já a terceirização, pode oferecer vantagens às operadoras, especialmente pelo acesso a tecnologias e equipamentos mais modernos, uma vez que empresas especializadas tendem a investir continuamente em inovação para elevar a eficiência e reduzir custos. Além disso, esse modelo contribui para a mitigação de riscos operacionais, pois transfere à empresa contratada a responsabilidade direta pelo desempenho dos serviços e equipamentos fornecidos (Lima, 2024).

Segundo Senna (2011), o setor de E&P apresenta um cenário de demanda por equipamentos extremamente competitivos, uma exemplificação disso é o mercado de sondas de perfuração e intervenção, que gera preocupações quanto à disponibilidade e pessoal qualificado para sua operação.

2.5. Análise Econômica de um Empreendimento Desse Nicho

Segundo Santos Jr. (2009), a análise de viabilidade econômica de projetos de investimento envolve a aplicação de indicadores e índices financeiros que funcionam como parâmetros quantitativos para subsidiar a decisão do investidor quanto à aceitação ou rejeição de uma proposta. Em qualquer avaliação dessa natureza, o gestor precisa comparar, no mínimo, duas alternativas: o projeto em estudo e a opção de manter o capital aplicado a uma taxa mínima de atratividade, que serve como referência para a decisão de investimento.

Novaes (2010) e Senna (2011), propõem para a análise econômica de um empreendimento de revitalização de um campo de petróleo maduro, um modelo de simulações do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Obtém-se, a partir deste, os resultados tradicionais sobre a viabilidade e o desempenho do projeto, a saber: o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto,

a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*. O presente estudo, de forma similar, utilizará esses três principais métodos para análise econômica dos projetos.

2.5.1. Fluxo de Caixa Descontado e Valor Presente Líquido

De acordo com Brealey e Myers (2003), o VPL, obtido a partir da metodologia de FCD, é determinado exclusivamente pelos fluxos de caixa (FC) do projeto em análise e pelo custo de oportunidade do capital. Na avaliação de investimentos sem considerar flexibilidades gerenciais, a decisão de aceitação baseia-se na regra de aceitar investimentos que apresentam valor positivo do VPL.

Segundo Magalhães Jr. (2006), o método permite, também, hierarquizar os projetos com base no valor obtido para o VPL, sendo considerados mais atrativos aqueles que apresentam resultados mais elevados. No entanto, conforme a abordagem derivada do FCD, a decisão de aceitar ou rejeitar um investimento é tomada no momento da avaliação, mantendo-se fixos ao longo da vida do projeto os parâmetros utilizados, como escala de operação, volume de vendas, custos, preços, taxa de desconto, níveis de risco, entre outros.

A equação do VPL, baseada no FCD, considera:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+K)^t} \quad (2)$$

Onde:

- VPL: Valor Presente Líquido;
- n: Períodos;
- FC_t: Valor esperado de cada FC do projeto;
- t: Período específico;
- K: Taxa de desconto.

De acordo com Magalhães Jr. (2006), os fluxos de caixa de um projeto podem assumir valores positivos ou negativos, e a soma desses valores, trazidos a valor presente por meio de desconto para um mesmo momento no tempo, corresponde ao VPL. Segundo o autor, a taxa de desconto adequada para trazer todos esses fluxos ao presente, ao longo de toda a vida do projeto, pode ser determinada a partir do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). Este custo leva em conta a combinação entre o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, de

acordo com a estrutura de capital da empresa e considerando ainda o benefício fiscal gerado pelo endividamento.

A equação do WACC considera:

$$WACC = Ke \times \frac{\text{Capital Próprio}}{(\text{Capital Próprio} + \text{Dívida})} + Kd \times \frac{\text{Dívida}}{(\text{Capital Próprio} + \text{Dívida})} \times (1 - IR) \quad (3)$$

Para o cálculo do Custo do Capital Próprio (Ke), utiliza-se o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), disposto na equação:

$$Ke = Rf + Beta \times (E(Rm) - Rf) \quad (4)$$

Onde:

- Rf: Taxa livre de risco;
- Beta: Sensibilidade do retorno da empresa em relação ao mercado;
- E(Rm): Retorno esperado da carteira de mercado;

2.5.2. Taxa Interna de Retorno

Segundo Fabozzi & Peterson (2003), a Taxa Interna de Retorno (TIR) de um investimento corresponde à taxa de desconto que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) de todos os fluxos de caixa futuros esperados seja igual a zero. Em outras palavras, a TIR representa a taxa que equilibra o valor presente das entradas e saídas de caixa do projeto, tornando o VPL nulo. Essa taxa é uma medida intrínseca do próprio investimento, pois depende apenas das projeções de fluxos de caixa e não das condições do mercado financeiro.

Fabozzi & Peterson (2003) adicionam que o critério de decisão associado à TIR consiste em compará-la à Taxa Mínima de Atratividade (TMA):

- TIR > TMA: o projeto é considerado economicamente viável;
- TIR < TMA: deve ser rejeitado; e
- TIR = TMA: o investidor encontra-se em situação de indiferença quanto à sua execução.

Contudo, a comparação direta entre projetos distintos apenas pela TIR pode levar a decisões equivocadas, uma vez que essa taxa é relativa e não reflete necessariamente o valor absoluto criado. Logo, é mais adequada quando analisada em conjunto com o VPL, que expressa o retorno em termos monetários (Fabozzi; Peterson, 2003).

Para encontrar o valor da Taxa Interna de Retorno, calcula-se a taxa que satisfaz a seguinte equação:

$$VPL = 0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (5)$$

Onde:

- TIR: Taxa Interna de Retorno;
- VPL: Valor Presente Líquido;
- n: Períodos;
- t: Período específico;
- FC_t : Valor esperado de cada FC do projeto.

2.5.3. *Payback* Descontado

Segundo Fabozzi & Peterson (2003), o método do *Payback*, ou tempo de retorno do capital investido, é um critério de liquidez que avalia o período necessário para que o investimento inicial seja integralmente recuperado por meio das receitas líquidas geradas pelo projeto. Os autores descrevem que esse critério é especialmente aplicado em situações de restrição de capital, nas quais a empresa busca priorizar alternativas com menor tempo de retorno. A liquidez de um investimento expressa, portanto, a velocidade com que os recursos aplicados retornam ao investidor, quanto menor o prazo de recuperação, maior a liquidez e menor a exposição ao risco.

Novaes (2010) acrescenta que o *Payback* proporciona uma avaliação eficiente do risco do investimento, pois quanto menor for o tempo necessário para recuperar o capital aplicado, considerando o valor do dinheiro no tempo, menor será a exposição ao risco de não reaver o montante investido.

A equação do *Payback* descontado está disposta a seguir:

$$Payback\ Descontado = \min \{T \mid \sum_{t=1}^T \frac{FCL_t}{(1+k)^t} \geq FCL_0\} \quad (6)$$

3. METODOLOGIA

Este Trabalho de Conclusão de Curso adota uma abordagem de natureza exploratória, qualitativa e quantitativa, orientada pelo método de estudo de caso como estratégia de investigação, tal como delineado por Yin (2009). O objetivo é analisar, em profundidade e no contexto real, mecanismos gerenciais e econômicos que impactam a atividade de operadoras independentes em campos maduros e acumulações marginais de petróleo e gás no Brasil, contribuindo para reduzir a escassez de evidências sobre o tema. A opção pelo estudo de caso é adequada quando o fenômeno é contemporâneo, complexo e inserido em um contexto no qual as fronteiras entre fenômeno e ambiente não são claramente definidas, exigindo uso de múltiplas fontes de evidência e uma lógica de triangulação (Yin, 2009).

À luz de Yin (2009), o processo de pesquisa é iterativo: procedimentos de coleta e análise são cíclicos, permitindo retornos a etapas anteriores para refinar categorias analíticas, ajustar instrumentos e ampliar a robustez interpretativa. O método é particularmente apropriado nesta pesquisa, pois os mecanismos de criação de valor em campos maduros são um fenômeno amplo e complexo, requerendo uma análise dentro de seu contexto real.

Para a coleta de dados, foi empregada uma estratégia de triangulação, baseada no uso de diversas fontes de informação, como entrevistas com *stakeholders* da Brava e profissionais independentes, com vasta experiência, do mercado, levantamento e curadoria de estudos acadêmicos, consulta a dados disponibilizados pela ANP e análise das informações disponíveis na página de relações com investidores da Brava. Essa combinação de fontes possibilitou uma compreensão mais ampla e consistente do contexto investigado.

3.1. Planejamento do estudo de caso

Conforme destaca Yin (2009), a etapa inicial de um estudo de caso consiste na definição clara do objeto de investigação, isto é, o fenômeno que se pretende examinar, bem como na delimitação do escopo da pesquisa, da unidade de análise e das fontes de evidência, além da escolha dos métodos que serão empregados para a coleta e o tratamento dos dados.

O tema desta pesquisa foi selecionado pela relevância da revitalização de campos maduros e de acumulações marginais de óleo e gás no Brasil, especialmente quando conduzida por operadoras independentes, cujos projetos geram impactos econômicos que extrapolam as instalações de produção, dinamizando cadeias locais de bens e serviços nas regiões produtoras. Este estudo é singular por oferecer insights sobre como essas operadoras reconfiguram ativos

maduros, articulando mecanismos gerenciais e econômicos para recuperar produção, estender a vida útil dos campos e criar valor.

Como base teórica, realizou-se um levantamento dos conceitos e características de campos maduros e acumulações marginais, de suas métricas de avaliação e desempenho, e dos condicionantes regulatórios e econômicos do *upstream* brasileiro, elementos que sustentam a análise comparativa e a interpretação dos achados à luz do método de estudo de caso (Yin, 2009).

Nesse contexto, para pesquisa bibliográfica foram realizadas buscas por trabalhos acadêmicos nas seguintes bases de dados, com os resultados descritos:

- Portal CAPES: busca por título, *abstract* ou palavra-chave, com as informações “*oil AND gas AND mature Fields*”, sem janela de tempo específica, foram obtidos 1.736 resultados, 40 filtrados pelo título e 12 selecionados pelo *abstract*;
- Portal CAPES: busca por título, *abstract* ou palavra-chave, com as informações “*Oil AND gas AND brazil AND onshore*”, entre 2020 e 2025, foram obtidos 89 resultados, 20 filtrados pelo título e 7 selecionados pelo *abstract*;
- Scopus: busca por título, *abstract* ou palavra-chave, com as informações “(*BRAZIL AND OIL AND MATURE*) AND (*LIMIT-TO (EXACTKEYWORD "Oil Fields") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Oil Field") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Oil Field Development") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Economic Analysis") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Cost Reduction") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD, "Investments") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Mature Oil Fields")*), entre 2010 e 2025, foram obtidos 59 resultados, 20 filtrados pelo título e 14 selecionados a partir do *abstract*;
- Google Scholar: busca por título, *abstract* ou palavra-chave, com as informações “*oil recovery in mature fields*”, sem janela de tempo específica, foram obtidos 240.000 resultados, organizados pelos mais relevantes, 30 filtrados pelo título e 7 selecionados pelo *abstract*.

A partir disso, a unidade de análise do presente TCC é o Complexo Potiguar. A escolha se apresenta interessante, dada a relevância da Brava no setor de O&G nacional e as características do ativo escolhido para pesquisa, como meio de comparação com a literatura estudada. O Complexo Potiguar está localizado na Bacia Potiguar, que se destaca por suas especificidades, relatadas no estudo, e por sua importância como uma das áreas mais prolíferas

do país. Ademais, o fato de parte dos campos que compõem o ativo terem advindo do processo de desinvestimento da Petrobras, gera maior atração ao estudo.

3.2. Coleta de dados

Nesta etapa da pesquisa, são adotadas diferentes estratégias para obtenção de informações e dados sobre o tema investigado. Segundo Yin (2009), existem fontes principais comumente utilizadas em estudos de caso - entrevistas, observações diretas e participativas, análise documental, registros, artefatos físicos e outras técnicas de coleta - que podem ser combinadas conforme a relevância e disponibilidade para o objeto de estudo. Um estudo de caso de qualidade, portanto, não se limita a uma única fonte de informação, mas se caracteriza pela integração de múltiplas evidências. O autor estabelece três princípios fundamentais para a coleta de dados: a utilização de várias fontes de informação, a criação de um banco de dados acessível para futuras consultas e a manutenção de uma cadeia de evidências rastreável. Esses princípios reforçam aspectos essenciais de triangulação, confiabilidade e controle de qualidade, potencializando os benefícios das diversas fontes de evidência.

Neste trabalho, foram escolhidas múltiplas fontes de dados, quantitativas e qualitativas, com a finalidade de enriquecer o estudo. Nesse contexto, foi realizada uma abordagem exploratória abrangente em dados abertos do setor de O&G brasileiro e, complementarmente, por meio de entrevistas com especialistas no nicho de E&P em campos maduros e marginais, com experiência no contexto do ativo estudado, o Complexo Potiguar.

Dessa forma, como fonte de dados abertos foram utilizadas as informações disponibilizadas pela ANP - órgão regulador do setor de O&G – e pelas petroleiras brasileiras abertas na bolsa de valores, as quais divulgam seus prospectos operacionais e financeiros a cada trimestre.

Além dos dados levantados, foram realizadas entrevistas a partir de questionários semiestruturados, dispostos no Apêndice, com três profissionais atuantes em petroleiras independentes, um engenheiro de reservatório sênior, um geólogo sênior e um diretor financeiro de uma petroleira independente, sócio de uma gestora de investimentos especialista em O&G. A entrevista com o engenheiro foi realizada por escrito, por meio do envio de arquivo com o questionário e perguntas extras via aplicativo de mensagens, realizada dia 05/11/2025. Com o geólogo, a entrevista foi realizada dia 06/11/2025, de forma híbrida, com respostas escritas a partir do envio do questionário e uma conversa presencial com duração de 30 minutos. A

entrevista com o especialista financeiro ocorreu presencialmente, dia 10/11/2025, durante 1 hora.

As entrevistas visaram compreender como funciona na prática o gerenciamento de campos maduros e marginais, absorver detalhes operacionais e, assim, cruzar os pontos coletados com os dados analisados e a teoria levantada na literatura. Ademais, o especialista financeiro contribuiu com a realização das análises econômicas do Complexo Potiguar, fornecendo suporte e sugestões durante todo o período de elaboração do presente trabalho.

3.3. Análise dos dados

Após a etapa de coleta, os dados são organizados, examinados e interpretados com a finalidade de responder às questões de pesquisa e produzir conclusões para o estudo. Yin (2009) descreve três principais estratégias de análise - associação de padrões (“*Pattern-matching*”), construção de explanação e análise de séries temporais -. Esse conjunto de procedimentos foi desenvolvido justamente para lidar com dificuldades relacionadas ao estabelecimento da validade interna e externa em estudos de caso.

No presente trabalho, é apresentado um estudo de caso a fim de responder pergunta: “por que petroleiras independentes optam por operar campos maduros e acumulações marginais *onshore* no Brasil?”. Para isso, o método de *Pattern-matching* será utilizado.

Através deste método, busca-se identificar e analisar padrões que emergem dos dados, o que auxilia na compreensão de fenômenos complexos. Nessa técnica, compara-se um padrão observado empiricamente com um padrão previamente formulado, ou mesmo com diferentes previsões alternativas. Quando há convergência entre esses padrões, os resultados contribuem para o fortalecimento da validade interna do estudo de caso.

O método será aplicado para uma análise da operação do Complexo Potiguar em comparação com as bases científicas. Sendo assim, possibilita-se desenvolver a análise comparativa, apresentando as similaridades e diferenças de cada um nas características levantadas na pesquisa.

A apresentação dos resultados da pesquisa será realizada por meio da análise dos dados. Conforme Yin (2009), é fundamental que essa apresentação ocorra de forma clara e objetiva. Além disso, as conclusões devem estar sustentadas por evidências e manter relação direta com a questão de pesquisa.

4. ESTUDO DE CASO BRAVA ENERGIA NA BACIA POTIGUAR

Nesta seção, é apresentado o estudo de caso sobre os ativos *onshore* da Brava na Bacia Potiguar (“Complexo Potiguar”), destacando as principais características econômicas, gerenciais e operacionais desses campos, avaliando suas implicações.

4.1. Contextualização do setor de O&G no Brasil

No Brasil, a existência do petróleo já era vislumbrada desde os tempos do regime imperial. O primeiro sucesso em uma perfuração de poço de petróleo ocorreu em 1930, tendo sido realizado pelo engenheiro agrônomo Manoel Inácio de Basto. Esta descoberta foi cercada por várias medidas do governo, sendo criado em 1938 o Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Uma das suas primeiras ações foi determinar que as jazidas pertencessem à União (ANP, 2020).

No ano de 1941, o governo brasileiro anunciou o estabelecimento do campo de exploração petrolífera de Candeias, Bahia. Ocorrendo, em 1953, a oficialização do monopólio estatal sobre a atividade petrolífera e a criação da empresa estatal “Petróleo Brasileiro S.A.”, mais conhecida como Petrobras. Com o passar do tempo, o Brasil tornou-se uma das únicas nações a dominar a tecnologia de exploração petrolífera em águas profundas e ultra profundas (ANP, 2020).

O setor brasileiro de O&G consolidou-se, desde o fim do monopólio estatal (Emenda Constitucional nº 9/1995) e a edição da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), em um arranjo com presença dominante do *offshore* e crescente participação de empresas além da Petrobras. A abertura do mercado, a criação da ANP e o início das rodadas de licitação marcaram uma inflexão institucional que estruturou a indústria moderna no país (BRASIL, 1995, 1997).

Visualiza-se o desenvolvimento de E&P no país, a partir da evolução da média anual de produção de O&G por dia no Brasil, representada na Figura 2.

A mudança regulatória brasileira, em conjunto com a alteração estratégica da Petrobras, por meio do processo de desinvestimento em ativos que ao longo dos anos ficaram em segundo plano nas operações da companhia, movimento denominado pela empresa como “Plano de Desinvestimento”. Adicionalmente, programas de incentivo a atividades de E&P, como benefícios de royalties, contribuíram para a consolidação do mercado exploratório de campos maduros e marginais no Brasil (Lima, 2024).

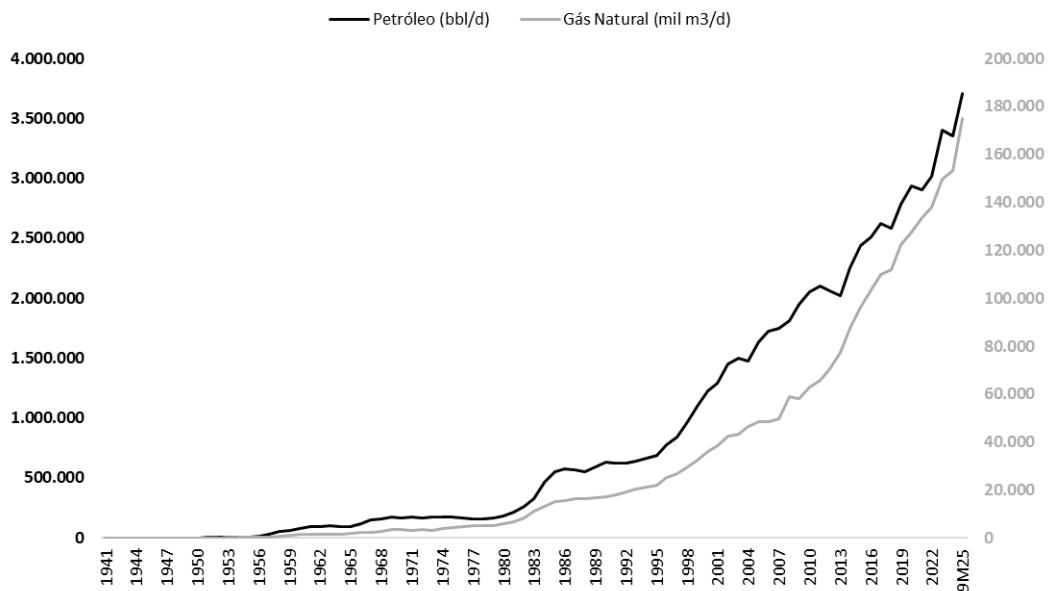


Figura 2: Média Anual Histórica de Produção de O&G no Brasil

Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

Como descrito anteriormente neste trabalho, a negociação de ativos e de direitos de exploração e produção é uma prática recorrente no setor de O&G. Esses movimentos ocorrem, principalmente, direcionados de *players* maiores para menores. Por meio dessas alterações de portfólio, as empresas ajustam a alocação de capital e preservam, ao longo do tempo, seu porte e perfil operacional e corporativo.

Tal fenômeno de marginalização de ativos menos rentáveis por *majors*, é mostrado no caso da Petrobras pela Figura 3, que representa média anual de produção *onshore* da Petrobras desde 1980 comparada com a produção da operação inteira da companhia. A produção advinda desses ativos foi diminuindo ao longo dos anos, como resultado da menor exploração e manutenção nessas áreas. O movimento pode ser identificado com maior intensidade a partir do marco de descoberta do pré-sal em 2006 e, posteriormente, com o início de sua produção, em 2008.

A mudança de perspectiva na Petrobras, dado seu *market share* no mercado interno, influenciou de forma proporcional na queda da produção *onshore* brasileira, como visto a partir da média mensal de produção *onshore* no Brasil, entre 2010 e 2025, representado pela Figura 4.

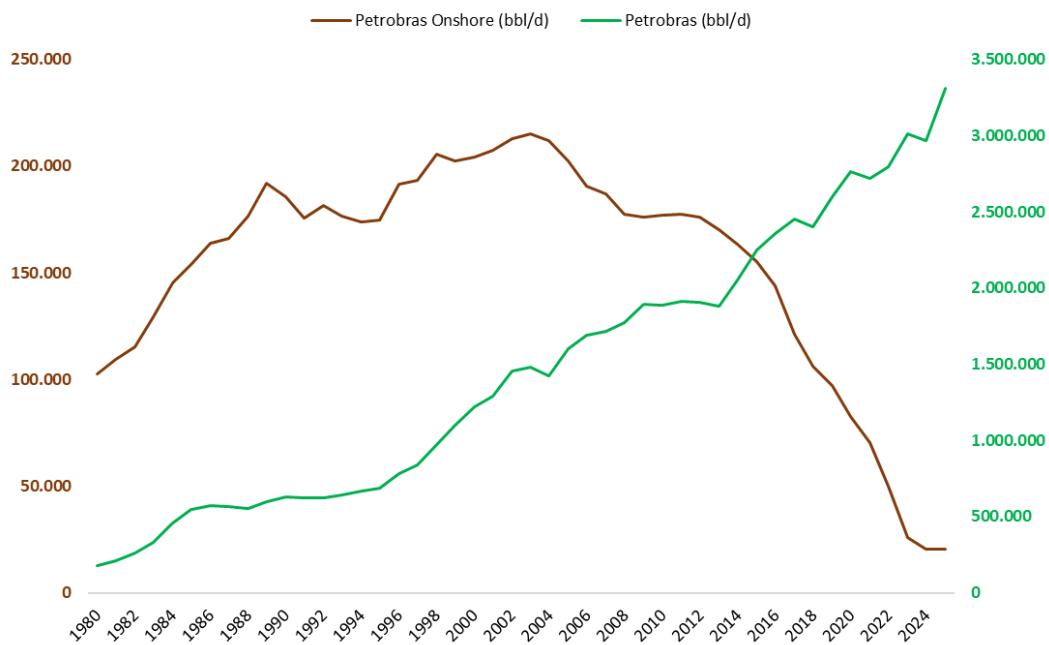


Figura 3: Média Anual de Produção da Petrobras vs Petrobras Onshore (1980 – 2025)
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

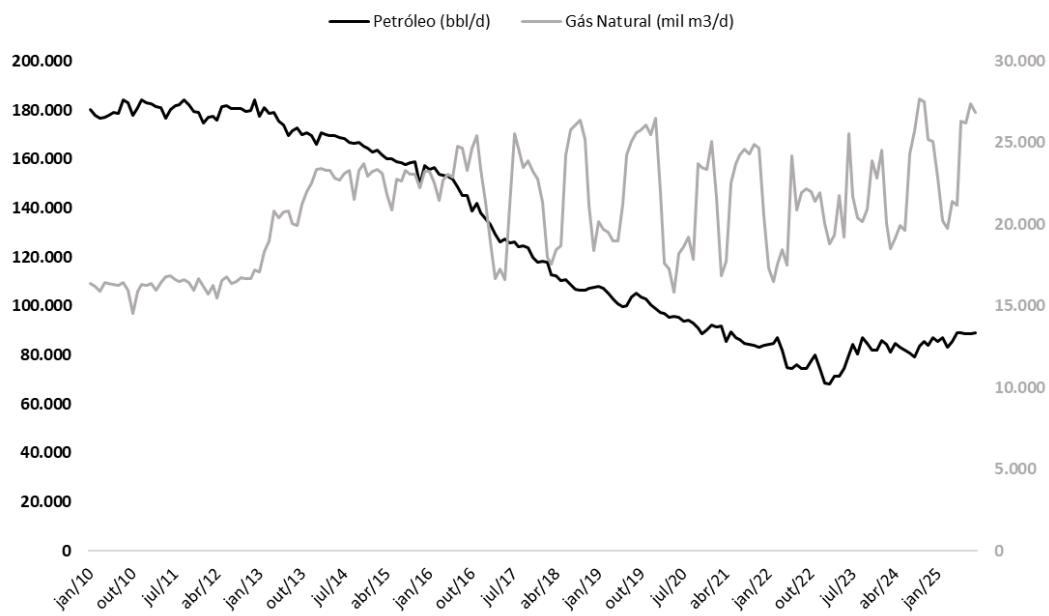


Figura 4: Média Mensal de Produção Onshore Histórica no Brasil (2010 – 2025)
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

Com o Plano de Desinvestimento da Petrobras, entre 2017 e 2022, com a venda de muitos ativos *onshore* pela *major*, a partir dos anos subsequentes com a troca do operador desses campos, a tendência de queda na curva de produção desse segmento tem sido revertida, como mostra a Figura 4.

Em lista divulgada pela ANP (2025a), foi apresentada a relação de empresas de pequeno e médio portes que atuam em E&P no Brasil. De acordo com essa listagem, são 27 de pequeno porte, 8 de médio porte. Essas petroleiras, em conjunto com 3 brasileiras de grande porte, que possuem capital aberto em bolsa de valores, estão dispostas no Quadro 6. Todas as 38 petroleiras listadas se enquadram no conceito de operadores independentes.

Quadro 6: Petroleiras Independentes no Brasil

Operadores Independentes	
Aguila Energia e Participações Ltda.;	NTF Óleo e Gás S.A.;
Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural;	Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda.;
Barra Bonita Óleo e Gás Ltda.;	Paraná Xisto S.A.;
BGM Petróleo e Gás Ltda.;	Perícia Engenharia e Construção Ltda.;
Brasil Refinarias Ltda.;	Petroborn Óleo e Gás S.A.;
Brava Energia S.A.	Petroil Óleo e Gás Ltda.;
Capixaba Energia Ltda.;	Petrom Produção de Petróleo e Gás Ltda.;
Carmo Energy S.A.;	PetroReconcavo S.A
Creative Energy Serviços e Exploração Ltda.;	Petrosynergy Ltda.;
Energizzi Energias do Brasil Ltda.;	Petro-Victory Energia Ltda.;
EPG Brasil Ltda.;	Phoenix Óleo & Gás Natural Ltda.;
Grupo Ubuntu Ltda.;	PRIO S.A.
Guindastes Brasil Óleo e Gás Ltda.;	Recôncavo Energia Ltda.;
Guto & Cacal - Indústria, Comércio e Serviços Ltda.;	Recôncavo Energia SPE Ltda.;
Imetame Energia S.A.;	Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda.;
Mandacaru Energia Ltda.;	Seacrest SPE Cricaré S.A.
Nón Energia S.A.;	Slim Drilling Serviços de Perfuração S.A.;
Nord Oil and Gas S.A.;	Tarmar Energia e Participações Ltda.
Nova Petróleo S.A. - Exploração e Produção;	Vipetro Petróleo S.A.;

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados da ANP (2025a).

4.2. Caracterização da empresa

A Brava figura como um dos principais *players* independentes no mercado de E&P brasileiro, a partir de sua operação presente nas bacias de Campos, Espírito Santo, Recôncavo e Potiguar, esta última que o presente trabalho se atém a estudar.

4.2.1. Brava Energia

A Brava é uma companhia independente de óleo e gás cuja ênfase recai na maximização do valor da produção, buscando responsabilidade e rigor na alocação de capital, de modo a contribuir para a segurança energética nacional e consolidar o segmento independente no país,

operando *onshore* e *offshore* e integrando atividades do *upstream* ao *downstream*. Seu plano de negócios combina crescimento orgânico, via redesenvolvimento do portfólio existente, com expansão inorgânica, por meio da aquisição de ativos maduros (Brava Energia, 2025).

Em sua própria formulação estratégica, a empresa “representa a combinação de duas forças” que unificou portfólios antes separados e passou a atuar com disciplina de capital e foco em crescimento orgânico, via redesenvolvimento, e inorgânico, via aquisição de ativos maduros. Essa combinação resultou a partir da fusão entre a 3R Petroleum e a Enauta, com anúncio público do nome e da marca Brava Energia em agosto de 2024 e posterior evolução societária aprovada em assembleias e órgãos reguladores (Brava Energia, 2024; Brazil Energy Insight, 2024; Reuters, 2025).

De acordo com a Brava Energia (2025), o portfólio de produção da companhia engloba ativos relevantes em águas profundas e rasas e em terra, com ênfase em campos maduros (revitalização) e gás natural.

Entre os destaques *offshore* estão o Campo de Atlanta - Bacia de Santos, cujo Sistema Definitivo iniciou produção no fim de 2024 com o FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Atlanta, apresentando capacidade nominal até 50 mil bbl/d, já com seis poços conectados em 2025. Ademais, destacam-se sua operação no Campo de Papa-Terra - Bacia de Campos e suas participações em Parque das Conchas e no Polo Peroá - ES.

No *onshore*, a Brava reúne sua operação nas Bacias do Recôncavo - BA e Potiguar - RN/CE, com extensa malha de dutos e campos importantes como Macau, Canto do Amaro e Alto do Rodrigues. Além disso, a companhia possui campos em águas rasas, Pescada e Ubarana - RN e Manati - BA, este produtor de gás natural não associado e condensado.

Em *mid/downstream*, a companhia opera o Ativo Industrial de Guamaré - RN, que inclui um terminal aquaviário, unidades de processamento de gás natural (capacidade de 1,8 milhão m³/d) e a Refinaria Clara Camarão (capacidade de, aproximadamente, 39,6 mil bbl/d), ampliando sua autonomia logística e independência de terceiros.

A Figura 5, representa como a operação da Brava se situa na cadeia de produção da indústria de O&G.

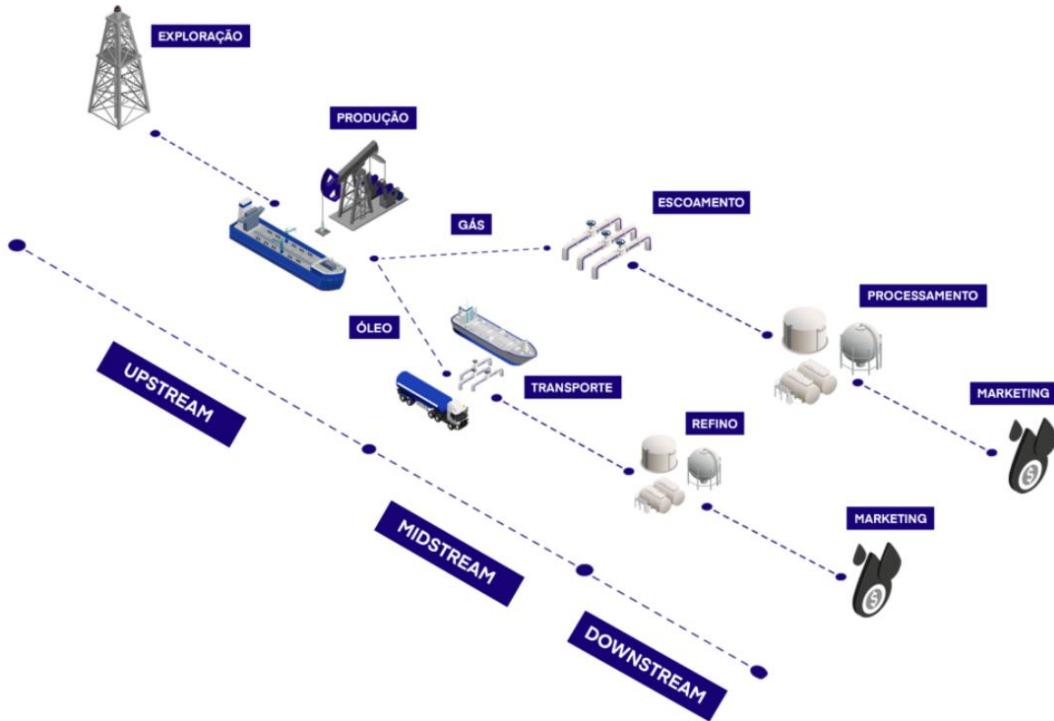


Figura 5: Cadeia de Produção da Brava Energia em O&G
Fonte: Brava Energia (2025).

Segundo a Neofeed (2025), a tese operacional recente da Brava combina crescimento *offshore* (campos de Atlanta e Papa-Terra) com maior dedicação ao *onshore* (revitalização de campos maduros nas bacias Potiguar e Recôncavo). Em setembro de 2025, a administração indicou meta superior a 100 mil boe/d até 2026, com redução de alavancagem e captura adicional de sinergias. Em paralelo, agências de rating descrevem a companhia como uma independente diversificada, com foco na revitalização de campos maduros *onshore* e *offshore* (Fitch Ratings, 2025).

No que tange ao panorama financeiro da empresa, em base pró-forma consolidada, a Brava registrou receita líquida de R\$ 10,1 bilhões em 2024 - avanço de 44,1% na comparação ano a ano (A/A) -, dos quais R\$ 1,9 bilhões relativos ao quarto trimestre de 2024. O EBITDA Ajustado pró-forma alcançou R\$ 3,5 bilhões no ano - avanço de 51,3% A/A -, com margem EBITDA ajustada de 34,7% em 2024, considerando operações de *upstream* e *midstream*. A empresa apresenta uma posição de caixa aproximada de US\$ 1,0 bilhão (Brava Energia, 2025).

A Companhia detém qualificação de Operadora “A” perante a ANP, apta a operar campos *onshore* e *offshore*, inclusive em águas profundas e ultraprofundas (como no pré-sal). Ainda assim, seu plano de negócios permanece concentrado em campos maduros, buscando aquisições oportunísticas de ativos (i) em produção, (ii) com reservas provadas passíveis de

certificação, (iii) com potencial de incremento de produção via investimentos de *Payback* acelerado, (iv) com logística facilitada e (v) com *lifting cost* sensivelmente inferior ao de *players* locais focados em águas profundas (Brava Energia, 2025).

Em síntese, a Brava se posiciona como plataforma integrada de produção, com ativos maduros e projetos *offshore* em maturação, infraestrutura própria no RN e portfólio de gás e óleo diversificado, apoiando sua tese em redesenvolvimento e M&A seletivo, com ênfase na captura de sinergias e otimização operacional. De modo principal, a empresa se enquadra como operadora de *upstream* na cadeia de valor de O&G.

4.2.2. Complexo Potiguar

O Complexo Potiguar é formado pelos ativos *upstream onshore* da Brava na Bacia Potiguar, situados nos estados do Rio Grande do Norte (RN) e, ocasionalmente, Ceará (CE). Reúne os campos de óleo e gás natural em terra na Bacia Potiguar, conectados, em sua maior parte, por ampla infraestrutura de dutos de escoamento. Os principais campos deste complexo são: Macau, Canto do Amaro, Alto do Rodrigues, Estreito, Salina Cristal e Fazenda Pocinho (Brava Energia, 2025).

A partir de DeGolyer and MacNaughton (2025), os campos com reservas certificadas do Complexo Potiguar estão listados no Quadro 7, todos esses campos estão em contratos de concessão em terra, situação de produção e são operados pela 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), subsidiária da Brava, na Bacia Potiguar.

Ao longo dos anos, áreas de concessões distintas adquiridas pela Brava foram anexadas, conforme o exemplo dos campos de Barrinha e Poço Verde, não mapeados no Quadro 7, processo registrado por ANP (2025c). Segundo o diretor financeiro entrevistado, esta prática é utilizada no mercado para a unificação de compromissos e prazos a serem cumpridos, ou seja, flexibilidade dessas obrigações, junto aos órgãos regulatórios, de modo a promover praticidade na gestão dessas áreas.

Todos os campos do Complexo Potiguar são enquadrados como maduro ou marginal, de acordo com os critérios apresentados no referencial teórico deste trabalho, como verificado na Tabela 1. O VOIP total da área é de 4,13 bilhões de bbl. A produção acumulada até 2022, período anterior ao controle integral da operação pela 3R Potiguar, era de 693 MMbbl, ou seja, apresentava um FR de 16,77%. Desde então, a Brava produziu 17 MMbbl, elevando o FR do Complexo Potiguar, atualmente, para 17,17%.

Quadro 7: Campos do Complexo Potiguar

Campo	UF	Área (km ²)	Fluido Principal	° API Petróleo	# Poços	Leilão de Aquisição	Descoberta	Início Produção
ALTO DO RODRIGUES	RN	65,17	ÓLEO	16,1	885	Rodada Petrobras	jun/81	jun/81
ANGICO	RN	9,807	ÓLEO	27,4	6	Rodada Petrobras	set/00	mai/02
BARRINHA LESTE	RN	14,133	ÓLEO	28,8	5	Brasil Round 2	set/07	mai/10
BENFICA	RN	49,259	ÓLEO	28,8	203	Rodada Petrobras	set/97	out/97
CANTO DO AMARO	RN	362,791	ÓLEO	28,8	1925	Rodada Petrobras	nov/85	jan/86
ESTREITO	RN	205,558	ÓLEO	15,92	2073	Rodada Petrobras	fev/82	mar/82
FAZENDA BELÉM CE	CE	307,51	ÓLEO	14,34	973	Rodada Petrobras	mar/80	jun/80
FAZENDA CANAAN	RN	10,64	ÓLEO	28,8	9	Rodada Petrobras	dez/91	jan/92
FAZENDA POCINHO	RN	90,46	ÓLEO	18,6	558	Rodada Petrobras	set/82	out/82
GUAMARÉ	RN	70,17	ÓLEO	22,27	150	Rodada Petrobras	dez/82	jan/83
ICAPUÍ	CE	37,27	ÓLEO	19,643	12	Rodada Petrobras	jun/96	jul/96
LAGOA AROEIRA	RN	5,32	ÓLEO	20,56	20	Rodada Petrobras	jul/89	ago/89
MACAU	RN	52,297	ÓLEO	29,17	94	Rodada Petrobras	ago/82	ago/82
MONTE ALEGRE	RN	24,68	ÓLEO	15,66	112	Rodada Petrobras	nov/81	dez/81
MOSSORÓ	RN	49,22	ÓLEO	28,8	94	Rodada Petrobras	nov/79	jan/80
PINTASSILGO	RN	11,307	ÓLEO	28,8	23	Brasil Round 2	dez/04	jun/06
PONTA DO MEL	RN	38,59	ÓLEO	23,58	53	Rodada Petrobras	mar/87	out/91
PORTO CARÃO	RN	19,95	ÓLEO	20,56	33	Rodada Petrobras	jan/92	jun/92
REDONDA	RN	19,8	ÓLEO	18,21	58	Rodada Petrobras	out/85	nov/84
SALINA CRISTAL	RN	35,565	ÓLEO	20,56	282	Rodada Petrobras	ago/82	jul/87
SANHAÇU	RN	70,755	GÁS	58,8	6	Brasil Round 6	dez/07	ago/12
SERRA DO MEL	RN	5,32	ÓLEO	20	3	Rodada Petrobras	jun/97	jul/97
SERRA VERMELHA	RN	8,98	ÓLEO	28,8	10	Rodada Petrobras	jun/86	dez/86
SERRARIA	RN	30,26	ÓLEO	36	59	Rodada Petrobras	set/82	out/82

Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

Vale ressaltar que algumas das áreas, listadas no Quadro 7 e na Tabela 1, estão em processo de transição para uma nova operadora, a partir de contrato de venda de 11 concessões do RN celebrado pela Brava em fevereiro de 2025, o que não interfere na realização do presente estudo. Segundo a Brava Energia (2025), essa operação está em consonância com a estratégia de otimização do portfólio e aprimoramento da alocação de capital da companhia, direcionando os recursos para ativos considerados prioritários sob a perspectiva de retorno ajustado ao risco, potencial de crescimento e geração de novas oportunidades.

Tabela 1: Características Produtivas dos Campos do Complexo Potiguar

Campo/Área de desenvolvimento	Situação	Marginal?	VOIP (bbl)	VGIP (mil m ³)	FR Petróleo (2024)
ALTO DO RODRIGUES	Maduro	Marginal	358.714.638	333.630	16,56%
ANGICO	Não maduro	Marginal	12.933.793	30.939	4,25%
BARRINHA LESTE	Não maduro	Marginal	2.069.347	1.866	0,73%
BENFICA	Maduro	Marginal	135.628.544	1.581.109	25,32%
CANTO DO AMARO	Maduro	Não	1.303.410.909	686.616	22,86%
ESTREITO	Maduro	Marginal	838.740.698	492.964	13,70%
FAZENDA BELÉM CE	Maduro	Marginal	536.193.723	440.127	6,12%
FAZENDA CANAAN	Maduro	Marginal	9.208.282	1.464	7,47%
FAZENDA POCINHO	Maduro	Marginal	271.417.881	682.352	20,24%
GUAMARÉ	Maduro	Marginal	86.827.764	596.376	11,15%
ICAPUÍ	Maduro	Marginal	3.352.469	2.665	6,81%
LAGOA AROEIRA	Maduro	Marginal	4.075.797	12.960	21,88%
MACAU	Maduro	Não	178.713.787	1.003.460	21,23%
MONTE ALEGRE	Maduro	Marginal	44.380.899	138.161	17,08%
MOSSORÓ	Maduro	Marginal	44.217.364	11.514	14,94%
PINTASSILGO	Maduro	Marginal	18.146.102	2.885	12,81%
PONTA DO MEL	Maduro	Marginal	39.297.649	784.535	7,79%
PORTO CARÃO	Maduro	Marginal	23.850.960	37.920	5,50%
REDONDA	Maduro	Marginal	24.429.622	18.098	10,22%
SALINA CRISTAL	Maduro	Não	129.516.170	641.717	23,74%
SANHAÇU	Não maduro	Marginal	27.529.115	3.723.442	2,27%
SERRA DO MEL	Maduro	Marginal	5.837.742	43.259	2,06%
SERRA VERMELHA	Maduro	Marginal	1.157.325	6.624	15,01%
SERRARIA	Maduro	Marginal	32.851.678	234.614	31,32%

Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

A otimização da alocação de capital da companhia, está em linha com a literatura descrita no referencial teórico deste trabalho, vide que a Brava está adquirindo robustez em sua operação, sendo qualificada como Operadora “A”. Apesar da distância para o patamar de uma *major*, o tamanho da Brava já permite e exige a passagem, para operadores menores, de ativos menos adequados a suas estratégias, como no fato em questão, em que a ponta compradora é um consórcio caracterizado como operadora de pequeno porte, aderente aos conceitos apresentados neste trabalho.

4.3. Análises e Resultados

Neste tópico serão abordadas as análises realizadas através do método de estudo escolhido e o contexto atual em que o Complexo Potiguar está inserido.

4.3.1. Desempenho Operacional e Financeiro

Conforme levantado nas entrevistas realizadas, nos primeiros meses após assumir um campo maduro, o foco da empresa deve estar no diagnóstico técnico, estabilização operacional

e identificação rápida de oportunidades de incremento de produção com baixo investimento. A ideia é atacar frentes que tragam retorno rápido e sustentem decisões futuras mais robustas. Além disso, o geólogo consultado destaca, como uma estratégia de impacto rápido, focar em poços com RAO < 95% e pressão viável, ações com retorno em até 90 dias - como recompletação e ajustes operacionais -, além de evitar perfuração nova nos primeiros meses, salvo em casos com modelagem clara e retorno garantido.

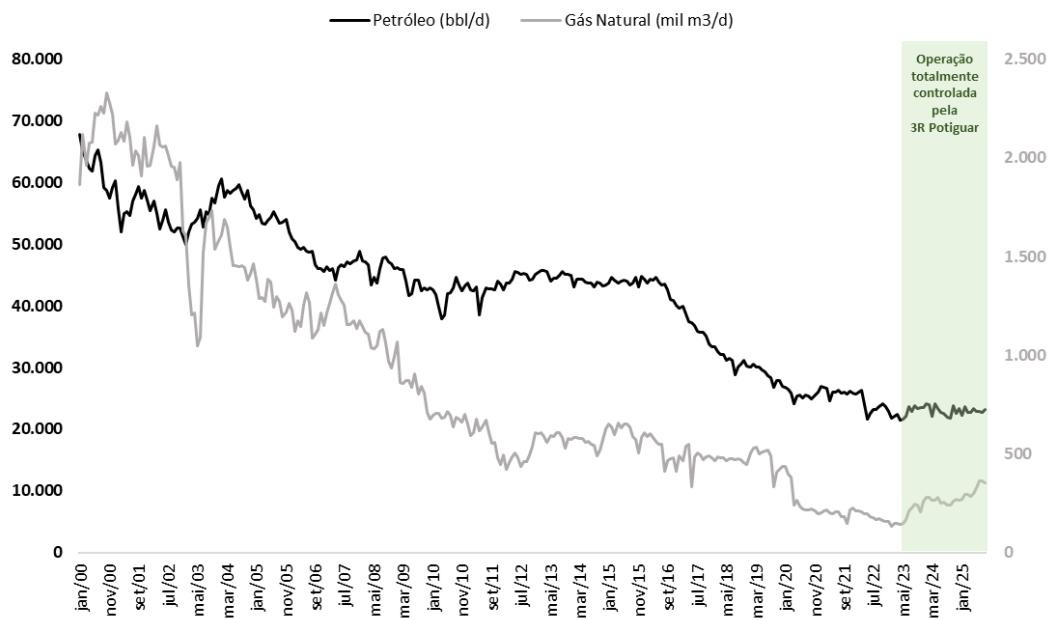


Figura 6: Histórico da Produção de O&G do Complexo Potiguar
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

De acordo com a Figura 6 e a Figura 7, em um curto período de assunção da operação, a Brava conseguiu implantar práticas operacionais que alteraram a tendência de declínio vigente na produção quando operada pela Petrobras. Esse movimento resulta no aumento do fator de recuperação dos campos, logo, a extensão da vida útil deles. Entretanto, pelas curvas observadas, não é evidente um incremento intensivo (“ramp-up”) da produção.

Desde a assunção total da operação no Complexo Potiguar, a Brava concluiu a perfuração de 130 poços nos campos do ativo, enquanto no mesmo intervalo de tempo, 26 meses, anteriores a venda do Polo Potiguar, a Petrobras concluiu a perfuração de 52 poços na região (ANP, 2025). Ou seja, realizou-se um incremento de 150% na atividade de perfuração de poços.

Evidencia-se uma discrepância importante entre os esforços aplicados entre cada operador, dada a alta capacidade operacional e financeira da Petrobras. Essa diferença reforça a possível marginalização, descrita previamente, desses ativos pela Petrobras.

Paralelamente, a quantidade de poços perfurados pela Brava no período, representa uma estratégia operacional intensiva em capital, uma vez que, a empresa perfurou em média 5 poços por mês, por conseguinte, mobilizando pessoal e equipamentos de alto valor agregado. Essa abordagem estratégica, distancia-se das características encontradas na revisão bibliográfica e nos levantamentos realizados.

As equipes de perfurações são totalmente formadas por profissionais terceirizados, de acordo com informações obtidas nas entrevistas. Quanto às sondas, no segundo trimestre de 2025, a Brava operou no *onshore* com 13 sondas no total – sendo 8 de *workovers* -. A companhia passa por um processo de desmobilização de sondas, para postergar investimentos e preservar a geração de caixa, terminando o trimestre com 9 sondas subcontratadas (terceirizadas). A título de comparação, um ano antes a Brava possuía 21 sondas operando no *onshore*, já no primeiro trimestre de 2025, a quantidade diminuía para 18 sondas, sendo 13 subcontratadas. Nesse sentido, pode-se perceber uma maior preocupação da companhia na alocação de capital, desde o primeiro trimestre de 2025, quando ela anunciou que preservaria mais intensamente o CAPEX, para focar em compensar o declínio dos campos e postergar novas campanhas de perfuração (Brava Energia, 2025).

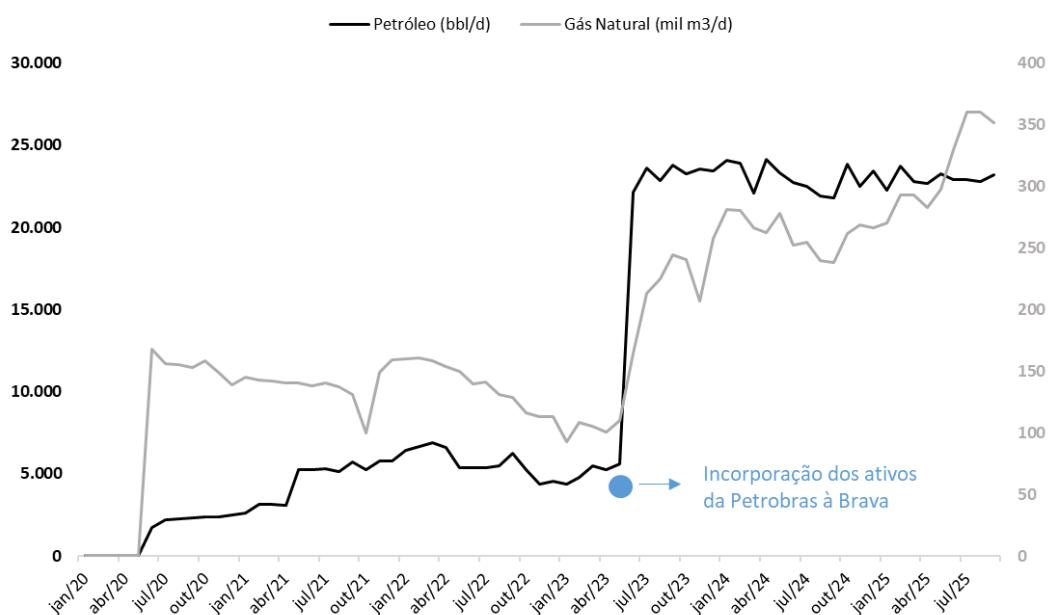


Figura 7: Produção de O&G pela Brava no Complexo Potiguar
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

Como abordagem inicial dos campos maduros, a companhia realizou revisão petrofísica para identificação e mapeamento de zonas não completadas. Além disso, como forma de revitalização, utilizou-se, majoritariamente, práticas que já eram aplicadas anteriormente pela Petrobras. Os principais métodos de recuperação descritos por participantes da operação foram os de recuperação secundária e injeção de vapor nos campos com óleo viscoso, conforme apresentado na Figura 8. Convergente com a descrição abordada no referencial teórico deste trabalho, pela utilização de métodos IOR e EOR, a partir da aplicação de recuperação secundária – injeção de água e manutenção de pressão -, e terciária – térmica pela injeção de vapor -.

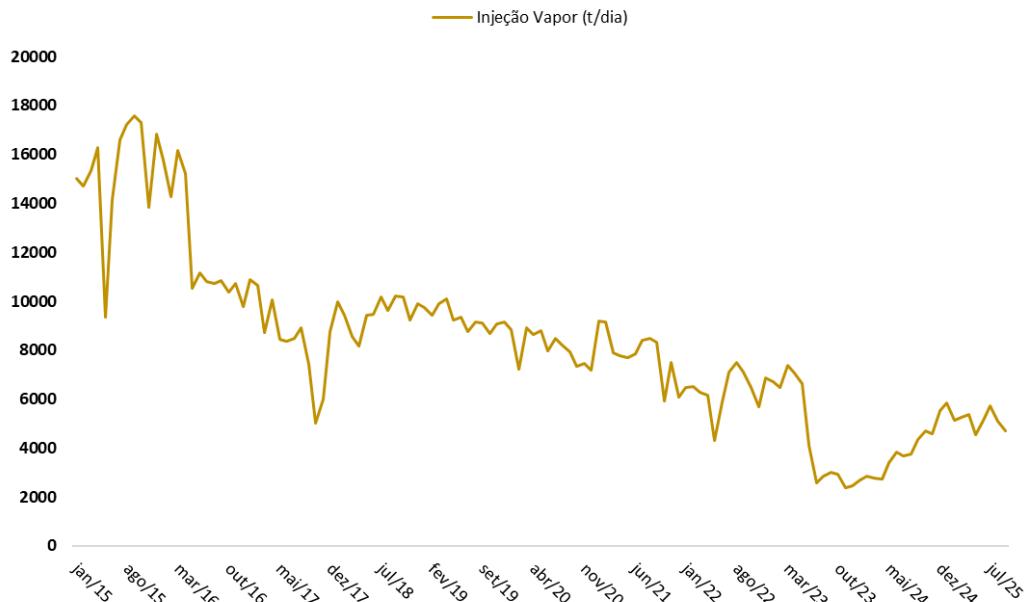


Figura 8: Injeção de Vapor no Complexo Potiguar
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

Outra característica operacional dos campos do Complexo Potiguar é a produção de gás natural, que tem demonstrado aumento após o controle da Brava. O gás natural produzido, por questões estruturais do Brasil, por muitas vezes, não tem finalidade comercial, sendo vista sua abundância, em alguns casos, como um problema. Ainda assim, pode ser de grande valia para as petroleiras. A Brava utiliza esse produto para abastecimento interno, seja geração de energia ou injeção desse insumo para aumento do fator de recuperação. Essa utilização está representada na Figura 9.

Conforme a Figura 10, o *lifting cost* da área apresentou variabilidade durante a janela de operação da Brava. Previamente, observa-se uma elevação desse custo, relacionados à

regularização de licenças ambientais, elevação no custo da energia e nos gastos ligados a operações e manutenções (O&M). A partir do quarto trimestre de 2024, verifica-se uma inversão desse fenômeno, com a diminuição desses gastos, explicada pelo controle de custos atrelados a O&M (Brava Energia, 2024; 3R Petroleum, 2024).

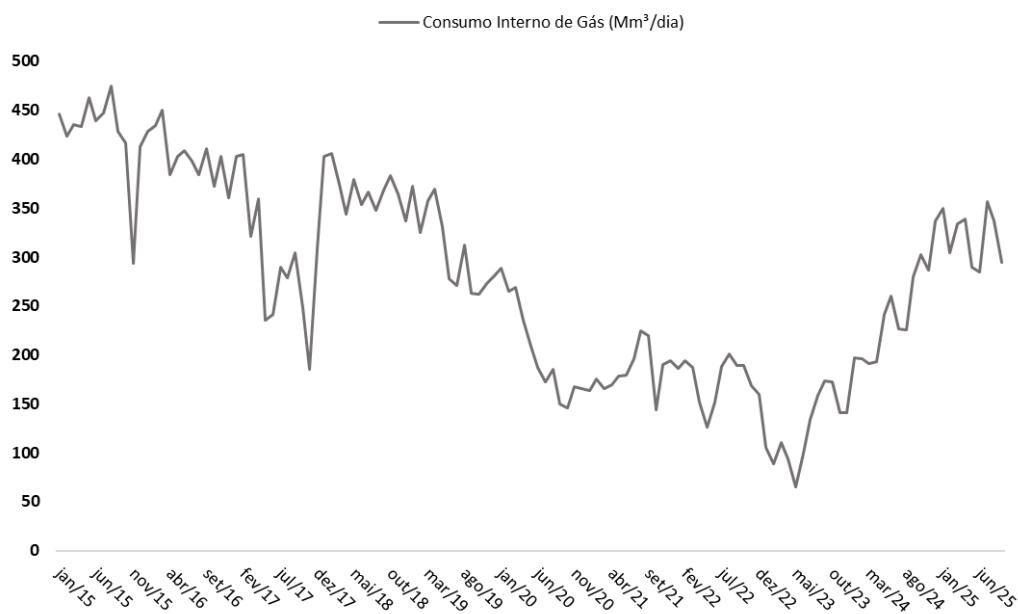


Figura 9: Consumo Interno de Gás no Complexo Potiguar
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

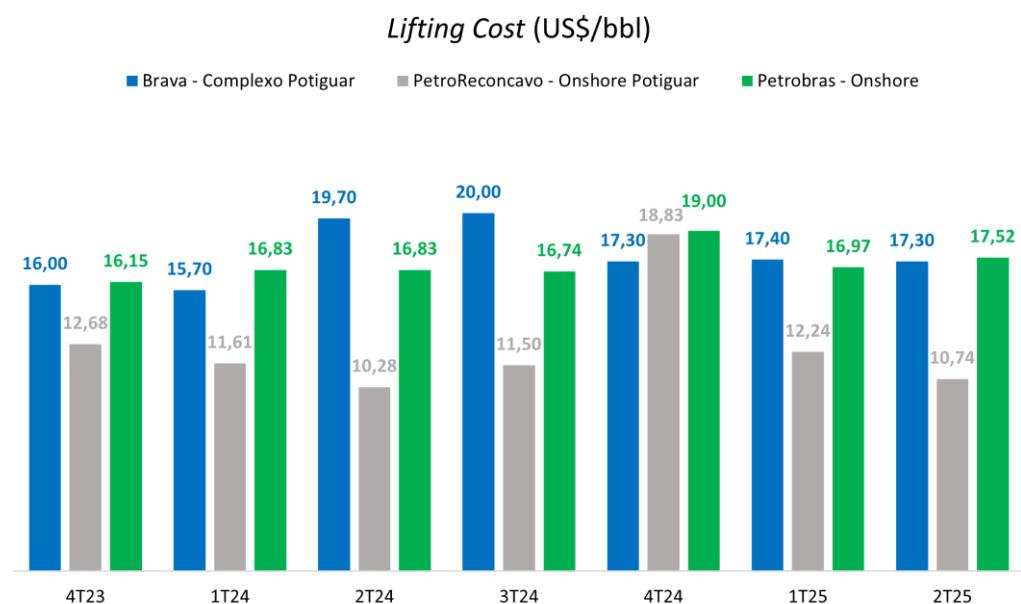


Figura 10: *Lifting Cost* Operações *Onshore* no Brasil
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de (Brava, 2025; Petrobras, 2025; PetroReconcavo S.A, 2025).

Apesar da redução apresentada, segundo levantamento feito com especialistas do segmento, o *lifting cost* apresentado pela Brava está aquém dos níveis esperados para uma petroleira independente, com foco em redução de custos conforme relatado na literatura, o que é ratificado pela comparação do *lifting cost* entre os *players* brasileiros. Como apresentado na Figura 10, no segundo trimestre de 2025, a PetroReconcavo, principal concorrente *onshore* da Brava, reportou um *lifting cost* de US\$10,74 na Bacia Potiguar, custo 37,9% menor em relação ao da Brava na mesma bacia. Já em relação à Petrobras, o *lifting cost* apresenta nível semelhante ao do Complexo Potiguar. Essa tendência descrita, se mostra constante no histórico recente.

Segundo a Figura 11, a extensão do fator de recuperação do campo é acompanhada do aumento na produção de água, conforme visto no referencial teórico deste trabalho. O Complexo Potiguar apresentou, em setembro de 2025, uma RAO de 97,6%, ou seja, é explorado, aproximadamente, 40 vezes mais água que petróleo. Segundo levantamento das entrevistas, a água produzida é majoritariamente reinjetada em zonas com alta permeabilidade, ou tratada e descartada conforme normas ambientais. Para o caso do Complexo Potiguar, esse manejo tem o maior impacto nos custos operacionais.

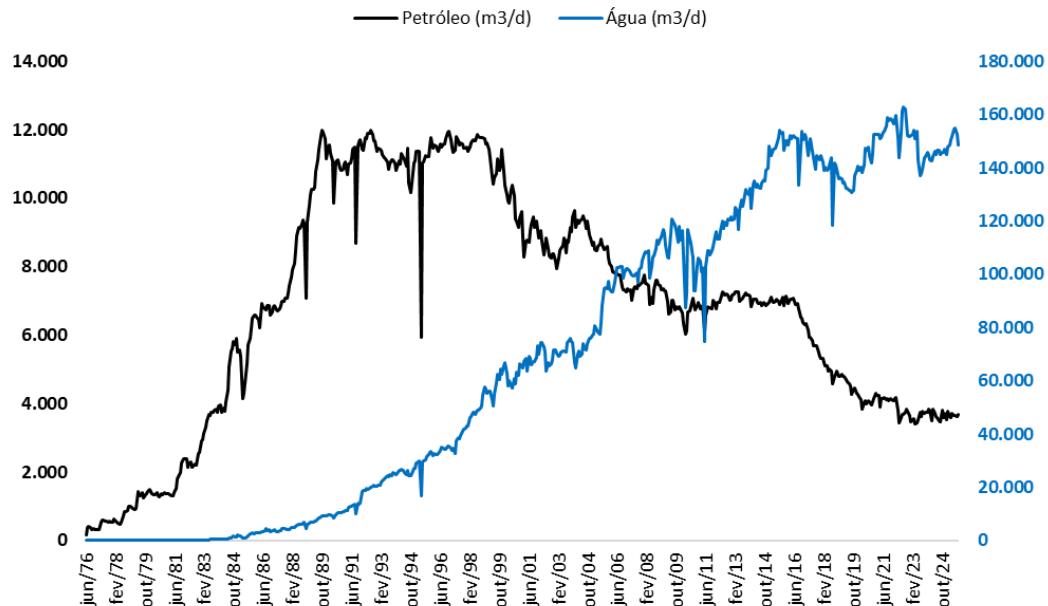


Figura 11: Comparação da Produção de Petróleo e Água no Complexo Potiguar
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de ANP (2025b).

Os especialistas na Bacia Potiguar descreveram que casos documentados mostram poços com RAO de 95% a 99% ainda operando com lucro, especialmente em áreas das bacias de Campos e Potiguar. A produção de água em campos maduros apenas torna-se inviável

quando o custo de separação, tratamento e descarte supera o valor do óleo produzido. Segundo informado pelo engenheiro de reservatório consultado, no Complexo Potiguar a RAO é muito alta, vide a Figura 11, portanto, é estabelecido o limite máximo de 100 bbl de água para 1 bbl de petróleo. O entrevistado complementa que nos casos de níveis extremos, é feita uma intervenção para fechar as principais zonas de fonte de água.

No âmbito financeiro, vide a Figura 12, o Complexo Potiguar apresentou patamares estáveis de faturamento. As principais variações da receita líquida (RL) foram influenciadas pelas mudanças no preço do petróleo, o que demonstra o quanto impactante é a cotação dessa *commodity* na performance de uma petroleira, em linha com o explicitado pela literatura, o que reforça a necessidade da projeção de diferentes cenários para o valor do barril de petróleo Brent, petróleo cru extraído no Mar do Norte, que serve como referência internacional para preços.

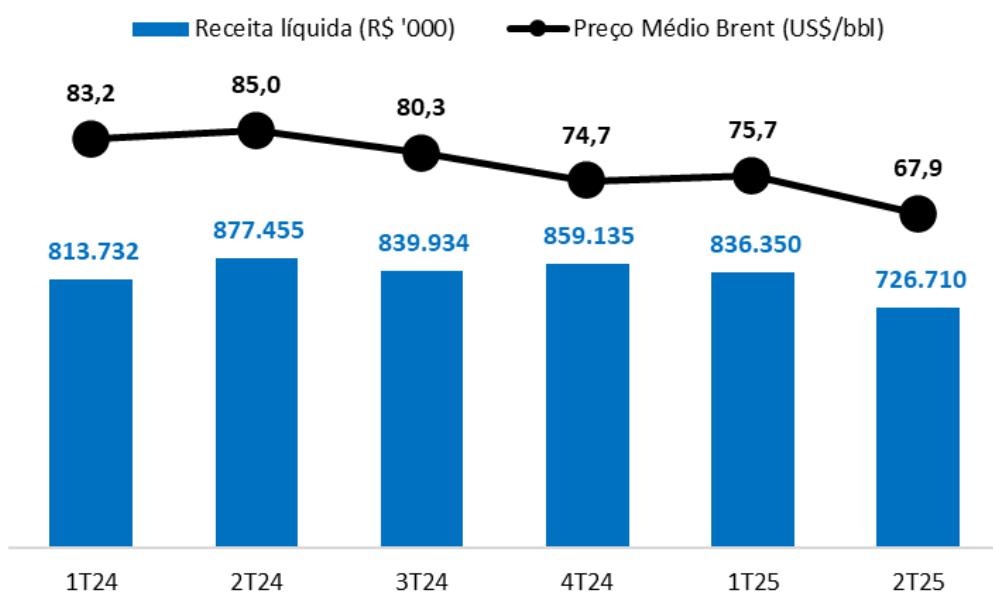


Figura 12: Receita Líquida Complexo Potiguar e Preço Médio do Petróleo Brent
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de Brava Energia (2025b).

Apresentados na Figura 13, o Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (EBITDA) - indicador que mede o desempenho operacional -, e a margem EBITDA, mostram o potencial do Complexo Potiguar e sua capacidade de gerar caixa. Ainda que vigentes condições operacionais aquém das ideais, anteriormente descritas neste estudo, as margens apresentadas - em torno de 50% -, são valores elevados em comparação com a maioria dos setores da economia.

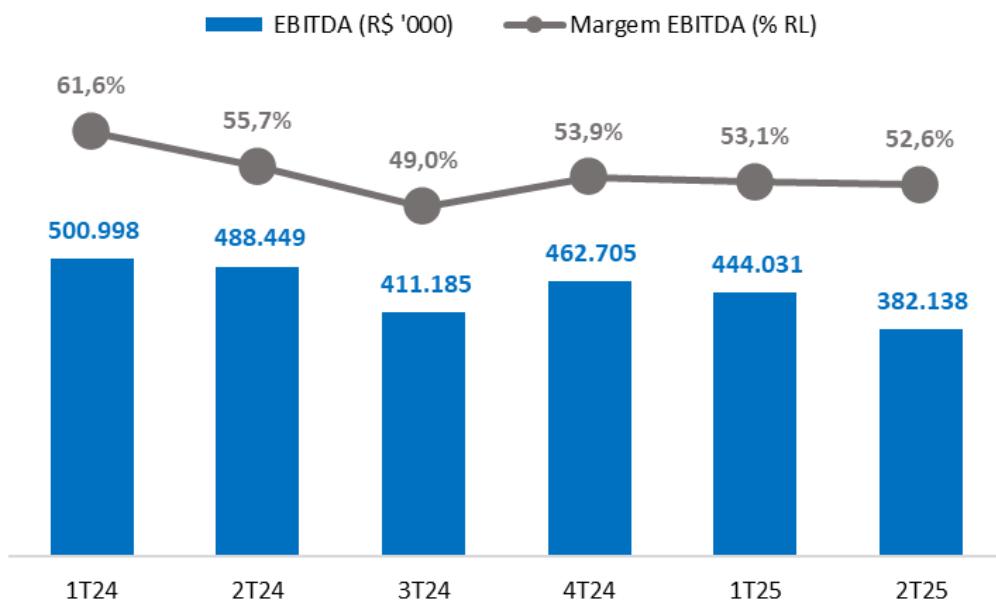


Figura 13: EBITDA e Margem EBITDA do Complexo Potiguar
Fonte: Elaborado pelo Autor, com dados de Brava Energia (2025).

De forma a verificar a convergência da literatura sobre E&P de campos maduros e acumulações marginais, disposta no referencial teórico deste trabalho, com a prática presenciada na análise deste estudo de caso, foram elaborados no Quadro 8, os principais pontos característicos destacados, em conjunto com a avaliação sobre a percepção da vigência de cada um deles, no contexto do Complexo Potiguar.

Quadro 8: Ocorrência do Referencial Teórico no Caso Complexo Potiguar

Característica	Descrição	Ocorrência da Literatura no Estudo de Caso
Custo	Aquisição	Verificada
Custo	Exploração	Não identificada - A fase de exploração identificada foi mais focada em atividades de incremento, inclusive, com recomendações de evitar campanhas exploratórias.
Custo	Desenvolvimento	Verificada
Custo	Operação	Verificada
Custo	Manutenção	Verificada
Custo	Abandono	Verificada
Custo	Recursos humanos	Verificada
Custo	Regulatórios	Verificada
Desafio	Localizar o óleo remanescente	Verificada
Desafio	Escolhas Operacionais	Verificada
Desafio	Preservar a integridade e ciclo de vida da operação - ativos envelhecidos	Verificada
Desafio	Economia do projeto - corredor estreito entre CAPEX marginal, tempo e preço	Verificada
Desafio	Gestão da água produzida	Verificada
Vantagem	Técnica, via aumento do fator de recuperação e mitigação do declínio	Verificada

Vantagem	Econômico-financeira, pela captura de barris com baixo CAPEX marginal e conversão rápida de produção	Não identificada - No Complexo Potiguar não foi evidenciado o baixo CAPEX quando comparado com pares do mercado. Além disso, não é possível afirmar que ocorreu uma rápida conversão de produção, uma vez que não é evidente uma mudança brusca na curva de produção.
Vantagem	Operacional, com uso de infraestrutura existente e redução de prazos de execução	Verificada
Vantagem	Social, por gerar arrecadação, renda e emprego em territórios produtores	Não explorada

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

4.3.2. Análise de Viabilidade Econômica

Segundo o levantamento realizado, antes de investir em um campo de petróleo maduro, é essencial realizar uma avaliação técnica, econômica e regulatória detalhada. Isso inclui análise de dados geológicos, revisão do histórico de produção, simulação de reservatório, e estudo de viabilidade econômica com cenários de risco. Para essa análise, no contexto da atividade de E&P, o VPL foi descrito como o fator mais importante, sendo o principal critério de decisão entre realizar ou não, intervenções, perfurações ou aquisições. Então, todas as decisões se baseiam nessa métrica, de gerar valor ou não para um investimento.

Para a avaliação do Complexo Potiguar, se faz necessária uma modelagem da operação desse polo. Para isso, utilizou-se a estimativa de produção de DeGolyer and MacNaughton (2025), disponibilizada pela Brava, apresentado na Figura 14. Essa produção é traçada a partir das estratégias de abordagem operacional traçada pelo time da Brava para a revitalização dos campos, com o CAPEX previsto, projeta as reservas para cada nível de recuperação. A curva escolhida foi a de 2P - reservas econômicas provadas mais prováveis -, sendo essa uma curva com 50% de probabilidade de ocorrência. Dado que este trabalho visa analisar o investimento em ativos por parte de uma petroleira ou de investidores ativos na gestão, podendo assim, apresentar maior disposição a risco, de forma coerente com a realidade e com as reservas certificadas.

Na projeção realizada, a produção é viável até o ano de 2052, com a ocorrência do abandono do ativo e seus devidos custos em 2053. Ademais, ao fim desse período produtivo, o Complexo Potiguar atingiria um FR próximo de 23%, um aumento de 6 pontos percentuais em relação ao fator que se tem hoje, representado, proporcionalmente a cada campo, na Tabela 1.

Vale ressaltar que para fins de análise de crédito ou investimento, segundo especialista do setor financeiro entrevistado, o mercado tende a utilizar as curvas de projeções 1P - reservas recuperáveis provadas -, com 90% de probabilidade, de modo conservador. Esse excesso de precaução com o setor, faz com que as empresas do setor estejam, atualmente, descontadas na bolsa brasileira.

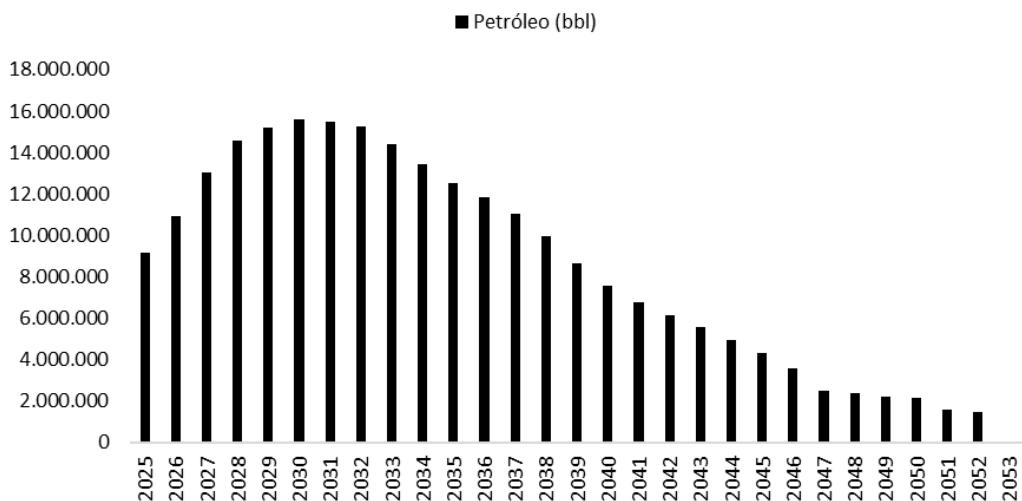


Figura 14: Produção de Petróleo Anual Acumulada - Projetada (Curva 2P).
Fonte: Elaborado pelo autor, com dados de DeGolyer and MacNaughton (2025).

A partir das projeções da curva de produção e do prospecto operacional histórico da Brava referentes ao Complexo Potiguar, torna-se possível modelar cenários operacionais para os próximos anos da companhia. Como descrito, a partir da economicidade da produção, o ativo deve ser operado até o ano de 2053, por conseguinte, sua modelagem é feita até o mesmo período. Adota-se, de modo complementar, a premissa de que as concessões que expirarem antes do término da operação, serão renovadas com êxito.

Adicionalmente à produção, define-se o preço do barril de petróleo para estabelecer a receita a proveniente da operação. Considerou-se um preço constante do petróleo Brent de US\$ 75/bbl, indicado, por especialista do setor, como coerente para essa simulação. O petróleo produzido no Complexo Potiguar não possui qualidade idêntica ao Brent, de forma que é aplicado um deságio ao preço do barril vendido. No caso do ativo em estudo, a partir de análise do histórico dos preços de venda reportados pela Brava (2025), considerou-se um desconto de US\$ 5/bbl no óleo vendido pela Brava em relação ao preço do Brent. Com isso, para o caso base, foi obtido o valor de US\$ 70/bbl como preço de venda do petróleo.

Analizando o prospecto recente da cotação do petróleo, o valor escolhido para a simulação pode ser considerado elevado. Os possíveis efeitos dessa questão são mitigados na análise de sensibilidade realizada neste trabalho, a qual contempla a variação do preço do barril.

Para a projeção dos custos operacionais, os principais pontos considerados foram os royalties, *lifting cost*, e depreciação e amortização (D&A). Os percentuais de royalties considerados pela certificadora contemplam os benefícios para campos maduros e marginais descritos no referencial teórico deste trabalho, que, considerando todo o período modelado,

apresentou uma média de 8,30%. O *lifting cost* definido foi o de US\$ 17,30/bbl, de maneira a seguir o prospecto recente da operação da Brava, ainda que, segundo levantamento, acima dos níveis esperados para essa operação. Quanto ao D&A foi aplicada uma estimativa proporcional dado o valor de aquisição do ativo. Outros custos e despesas foram projetados a partir da proporção histórica em relação à receita líquida.

Conforme apurado com especialista financeiro do segmento, para o desconto de imposto de renda e contribuição social (IR & CSLL), considerou-se uma alíquota total de 15,25%, obtida através das alíquotas inteiras devidas a essa atividade, contemplando o desconto de benefícios fiscais ao segmento proporcionados pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE).

Para a obtenção do fluxo de caixa, além do lucro líquido obtido nas estimativas do demonstrativo de resultados (DRE), foram adicionados os valores de D&A projetados - de modo a remover o impacto no caixa, após o ganho do benefício contábil -. Ademais, foram descontados os valores projetados de CAPEX, para a curva de produção 2P do Complexo Potiguar e a variação do capital de giro líquido.

A partir das considerações descritas, utilizando o *software* Excel, obteve-se o fluxo de caixa descontado (FCD). Foi aplicada uma taxa de desconto, de modo a trazer todo o fluxo de caixa à valor presente. Como taxa de desconto, o WACC foi escolhido, por representar a melhor correspondência para o custo de capital da Brava, sendo assim, uma boa *proxy* a ser considerada para o projeto do Complexo Potiguar, correspondendo à taxa de 17,39%. Para seu cálculo, utilizou-se um beta relativo, com base nas empresas brasileiras do segmento. A Tabela 2, apresenta as premissas e os resultados do cenário base calculado.

Exclusivamente para os cálculos da TIR e do *Payback*, utilizou-se o valor firmado entre a Petrobras e a Brava na compra do Polo Potiguar, de US\$ 1,098 bilhões no ato da compra e quatro parcelas anuais de US\$ 58,75 milhões, com seu devido ajuste no tempo. Com isso, obteve-se uma TIR de 5,47% e um *Payback* de 8 anos. Esses valores estão aquém do usualmente esperado por investidores do nicho, segundo levantamento, a taxa de retorno desejada para um projeto com este nível de risco seria de, aproximadamente, 40% e o *Payback* em torno de 3 anos. Esses resultados refletem um ponto de atenção para a Brava nesse projeto, seja no momento da negociação do ativo ou no gerenciamento financeiro e estratégico do Complexo Potiguar.

Tabela 2: Análise de Viabilidade Econômica – Cenário Base

Reservas Petróleo 2P (Mbbl)	242.310
Preço de Venda Petróleo (US\$/bbl)	70,0
Câmbio (R\$/US\$)	5,5
Royalties (% RL)	8,30%
Lifting Cost (US\$/boe)	17,3
IR & CSLL	15,25%
Selic	15,00%
Beta do Setor	0,52
Prêmio de Risco (Mercado)	6,00%
Ke (CAPM)	18,12%
Kd	17,65%
WACC	17,39%
VPL do Projeto (R\$ '000)	12.216.710

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Nas entrevistas realizadas, especialistas destacaram que o sucesso de empresas desse nicho depende de equipes com conhecimento do setor e foco em eficiência operacional. Erros comuns incluem excesso de verticalização sem capacidade financeira e contratação de profissionais sem perfil de entrega. Exemplos de sucesso são empresas que tomam decisões estratégicas e verticalizam apenas quando há ganho de valor. A Brava foi formada, primordialmente, por profissionais egressos da Petrobras, com *background* específico operacional, com menor experiência em gestão empresarial. Este panorama tem sido alterado ao longo dos anos, porém, sob essa ótica gerencial e econômica, ainda gera problemas.

Apesar disso, com o resultado de VPL encontrado, pode-se vislumbrar a economicidade do projeto e o valor agregado gerado pela operação do Complexo Potiguar. De modo a fortalecer essa visão, as análises de sensibilidade, apresentadas na Figura 15 e na Figura 16, incluem as variáveis mais relevantes nessa atividade, segundo levantamento realizado. Nessas simulações, as premissas do cenário base são mantidas para todas as variáveis que não foram sensibilizadas.

A partir das análises de sensibilidade realizadas percebe-se, portanto, que o preço do petróleo, como descrito anteriormente, pode se tornar um fator determinante à viabilidade econômica de um projeto, uma vez que, na atual operação do Complexo Potiguar, com um *lifting cost* de US\$ 17,3/bbl, vide a Figura 15 e a Figura 16, não se faz possível a continuação do desenvolvimento do ativo inteiro sob um preço de venda do petróleo a US\$ 20/bbl, cenário de estresse recomendado pela literatura. A partir da Figura 15, observa-se que, nas condições operacionais atuais, independentemente da taxa de desconto, com o petróleo em US\$ 20/bbl o

projeto não seria viável, apresentando fluxos de caixa negativos, o que pode ser observado pela inversão do impacto da taxa de desconto no VPL, ao ocasionar um prejuízo menor quando trazido a valor presente.

WACC	Preço de Venda Petróleo (US\$/bbl)						
	20,0	40,0	50,0	70,0	90,0	100,0	120,0
23,0%	(769.136)	3.371.650	5.442.043	9.582.828	13.723.614	15.794.007	19.934.793
20,0%	(827.169)	3.842.847	6.177.855	10.847.870	15.517.886	17.852.893	22.522.909
17,4%	(885.854)	4.355.172	6.975.684	12.216.710	17.457.736	20.078.249	25.319.274
14,0%	(976.674)	5.215.903	8.312.192	14.504.769	20.697.346	23.793.635	29.986.213
10,0%	(1.114.456)	6.663.223	10.552.062	18.329.741	26.107.420	29.996.260	37.773.939

Figura 15: Análise de Sensibilidade VPL - Preço do bbl e WACC - (R\$ '000)

Fonte: Elaborado pelo Autor, 2025.

Lifting Cost (US\$/bbl)	Preço de Venda Petróleo (US\$/bbl)						
	20,0	40,0	50,0	70,0	90,0	100,0	120,0
10	1.544.751	6.785.776	9.406.289	14.647.315	19.888.340	22.508.853	27.749.879
14	212.912	5.453.938	8.074.451	13.315.477	18.556.502	21.177.015	26.418.041
17,3	(885.854)	4.355.172	6.975.684	12.216.710	17.457.736	20.078.249	25.319.274
20	(1.784.845)	3.456.181	6.076.694	11.317.719	16.558.745	19.179.258	24.420.283
24	(3.116.683)	2.124.343	4.744.856	9.985.881	15.226.907	17.847.420	23.088.445

Figura 16: Análise de Sensibilidade VPL - Preço bbl e Lifting Cost - (R\$ '000)

Fonte: Elaborado pelo Autor, 2025.

Evidencia-se, também, que com uma diminuição do *lifting cost*, para o patamar de US\$ 14/bbl, conforme a Figura 16, a operação tornar-se-ia lucrativa mesmo com a comercialização do petróleo ao nível de preço mais estressado testado.

Apesar das ressalvas apresentadas, a análise constata a resiliência econômica da operação do Complexo Potiguar, na medida em que é capaz de gerar valor ainda que sob preços estressados da *commodity* do petróleo e altos custos de extração - comparado com competidores nacionais -, por fatores exógenos ou, até ineficiência operacional. Podendo, assim, garantir-se uma margem de segurança gerencial para a Brava ou uma outra petroleira independente.

Segundo Fundamentus (2025), o *Enterprise Value* (EV) da Brava, valor que considera a capitalização de mercado, a dívida e o caixa da companhia, no momento desta análise - novembro de 2025 -, é de, aproximadamente, R\$ 17 bilhões. Apenas o VPL projetado neste estudo do Complexo Potiguar no cenário base é de R\$ 12,2 bilhões, correspondendo à 72% do valor a que a companhia está precificada, atualmente, no mercado. Vale ressaltar o fato de que o Complexo Potiguar representa somente 26% do faturamento da companhia. Portanto, as informações destacadas sobre o setor de O&G estar descontado pelo mercado, levantadas em entrevista com especialista financeiro do setor, são ratificadas pelo caso do Complexo Potiguar, de modo geral, da Brava.

5. CONCLUSÃO

Este Trabalho de Conclusão de Curso teve como objetivo avaliar por que petroleiras independentes optam por operar campos maduros e acumulações marginais de óleo e gás no Brasil, por meio de um estudo de caso em campos terrestres da Brava Energia na Bacia Potiguar. A partir da revisão setorial e regulatória, da análise do histórico de produção e do exame econômico-financeiro do Complexo Potiguar, foi possível identificar os principais pontos que sustentam essa decisão.

Os resultados mostram que campos maduros e acumulações marginais podem ser atrativos para operadoras independentes porque combinam risco geológico reduzido, infraestrutura já instalada, barreiras de entrada menores em comparação a novas fronteiras exploratórias e espaço relevante para captura de valor por meio de ganhos de eficiência. Há, ainda, a possibilidade de reverter trajetórias de declínio, prolongar a vida útil e aumentar o fator de recuperação dos campos, desde que haja investimento disciplinado em perfuração, intervenções, boa gestão da água produzida e dos custos. Ou seja, otimização operacional constitui elemento central dessa atratividade.

No caso analisado, a Brava, após assumir o Complexo Potiguar, ampliou o nível de perfurações em comparação à gestão anterior, em uma semelhante janela de tempo analisada. Essa intensificação operacional contribuiu para mitigar o declínio da produção, o que pode sustentar uma trajetória de maior recuperação de reservas. Apesar disso, não foi evidenciado um *ramp-up* inicial na produção, conforme esperado para uma área com atividades mais intensas de revitalização dos campos. Adicionalmente, essa atividade intensiva em capital não condiz com as práticas recomendadas na literatura, por aumentar expressivamente o CAPEX e a mobilização de capital humano para novas perfurações, o que desvia o foco em redução de custos operacionais, como refletido no *lifting cost* reportado pela companhia nos últimos períodos, em níveis acima do que é esperado pelo mercado. Cabe ressaltar as limitações do presente estudo, por não presenciar e acompanhar a operação em funcionamento real.

A modelagem econômico-financeira realizada indicou que o projeto apresenta VPL positivo em cenário base, mesmo com premissas conservadoras. Ademais, as análises de sensibilidade projetadas em situações de estresse, sugerem que, com bons níveis de eficiência operacional, empreendimentos em campos maduros podem gerar valor para os acionistas e manter resiliência diante de choques extremos do mercado. E, em casos de choques positivos, como uma alta no preço do petróleo, a atividade mostra-se lucrativa em níveis excepcionais.

Por outro lado, a TIR e o *Payback* estimados para a aquisição do Complexo Potiguar pela Brava, considerando o preço pago e o perfil de risco do ativo, mostraram-se inferiores ao patamar usualmente buscado por investidores nesse nicho. O que aponta para possível desalinhamento entre o preço de aquisição do ativo, a estrutura de capital utilizada e o nível de risco efetivamente assumido pela Brava.

Em termos específicos, as estratégias de recuperação aplicadas nos campos, ocorrem em todos os três níveis: primário, secundário e terciário. Apesar da não percepção de um *ramp-up*, esses métodos causaram impacto positivo na produção do Complexo Potiguar, tendo em vista o retardo do declínio observado na curva de produção do ativo.

Conforme os resultados observados no Complexo Potiguar, o ativo proporciona impactos financeiros positivos para seu operador ao ser lucrativo. Ademais, promove um aumento na arrecadação de royalties por parte do Estado, uma vez que, conforme observado, aumenta o fator de recuperação e prolonga a vida útil dos campos.

Na avaliação dos indicadores de viabilidade do projeto, a partir do cálculo do VPL e das análises de sensibilidade realizadas, pode-se perceber que o Complexo Potiguar é lucrativo e, sob condições operacionais eficientes, resiliente a cenários de estresse, na ocorrência de choques no mercado de O&G.

De forma sintética, conclui-se que operadoras independentes optam por operar campos maduros e acumulações marginais porque enxergam, nesses ativos, uma oportunidade de criar valor a partir de características que não são prioritárias em portfólios de grandes companhias: projetos de menor escala relativa, maior proximidade com o território, decisões mais ágeis e espaço para capturar ganhos de eficiência operacional. Destaca-se, também, a importância dos incentivos tributários por parte do Estado, fator chave que proporciona maior atratividade ao segmento, a partir de melhores possibilidades a pequenos operadores.

Ademais, o estudo também evidencia que o potencial técnico, operacional, só se converte em retorno adequado quando há disciplina rigorosa na avaliação econômica, na precificação dos ativos e na definição da estratégia de investimento. Com isso, ativos considerados marginais por grandes operadoras podem ser reconfigurados em projetos relevantes para empresas de menor porte, quando há foco e capacidade de execução.

Para a continuidade das pesquisas nesta área, como agenda futura, recomenda-se analisar a operação completa da Brava, e explorar o nicho inteiro das operadoras independentes e seus impactos econômicos ao Brasil.

6. BIBLIOGRAFIA

3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A. **Release de Resultados – 2T24.** Rio de Janeiro: 3R Petroleum, 30 jun. 2024. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/55b913af-cd4c-48d5-bc19-48c63916b8a5/9a90a75d-7cd7-2679-2088-1073ee3d4638?origin=1>. Acesso em: 10 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **A história do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro,** 27 jul. 2020. Atualizado em: 26 fev. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/historia-petroleo-brasil>>. Acesso em: 20 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução nº 32, de 11 de julho de 2014. Dispõe sobre os procedimentos para aplicação da redução de royalties para campos de petróleo e gás natural classificados como marginais.** Atos Oficiais, 2014. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-32.2014?origin=instituicao&q=32/2014>. Acesso em: 1 out. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução nº 853, de 12 de novembro de 2021. Dispõe sobre a redução da alíquota de royalties para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte.** Atos Oficiais, 2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-853-2021-dispoe-sobre-a-reducao-da-aliquota-de-royalties-para-campos-concedidos-a-empresas-de-pequeno-ou-medio-porte>. Acesso em: 1 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Despacho nº 211, de 2025.** Atos Oficiais, 2025. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/despacho-n-211-2025?origin=instituicao>. Acesso em: 1 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural. Brasília, DF: ANP, 2025.** Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 10 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Decisão de Diretoria nº 83, de 2025. Solicitação de anexação de áreas – Campos de Barrinha e Poço Verde, Bacia Potiguar.** Atos Oficiais, 2025. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/decisao-de-diretoria-n-83-2025-solicitacao-de-anexacao-de-areas-campos-de-barrinha-e-poco-verde-baciapotiguar?origin=instituicao>. Acesso em: 10 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **RESOLUÇÃO Nº 749, DE 21 DE SETEMBRO DE 2018. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2018.** Disponível em:<<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018>>. Acesso em: 14 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **RESOLUÇÃO Nº 877, DE 16 DE MAIO DE 2022. Agência Nacional de Petróleo, Gás**

Natural e Biocombustíveis, 2022. Disponível em:< <https://atosoficiais.com.br/anj/resolucao-n-877-2022>>. Acesso em: 14 set.2025.

BABADAGLI, T., 2007. Development of mature oil fields - a review. **Journal of Petroleum Science and Engineering** 57 (3–4), 221–246.

BOMFIM, Paulo Roberto Clemente Marques; MACEDO, Marcelo Álvaro da Silva; MARQUES, José Augusto Veiga da Costa. **Indicadores financeiros e operacionais para a avaliação de desempenho de empresas do setor de petróleo e gás. Contabilidade, Gestão e Governança**, Brasília, v. 16, n. 1, p. 112-131, jan./abr., 2013.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. *Diário Oficial da União: seção 1*, Brasília, DF, 7 ago. 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm. Acesso em: 20 set. 2025.

BRASIL. Presidência da República. **Despacho do Presidente da República**. *Diário Oficial da União: seção 1*, Brasília, DF, ano 163, n. 63, p. 1, 22 ago. 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-421935128>. Acesso em: 20 set. 2025.

BRAVA ENERGIA. **Portal de Relações com Investidores**. Disponível em: <https://ri.bravaenergia.com/>. Acesso em: 26 out. 2025.

_____. **Release de Resultados – 3T24**. Rio de Janeiro: Brava Energia, 30 set. 2024. Disponível em: <https://ri.bravaenergia.com/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>. Acesso em: 10 nov. 2025.

BREALY, R.B.; MYERS, S.C.. **Principles of Corporate Finance**, 7/E. New York: McGrawHill, 2003.

CÂMARA, Roberto José Batista. **Campos maduros e campos marginais: definições para efeitos regulatórios**. *Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador (UNIFACS)*. Salvador, BA, 2004.

CBIE. **Como se faz a Recuperação de Campos Maduros?** 20 set. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/como-se-faz-a-recuperacao-de-campos-maduros/>. Acesso em: 10 set. 2025.

COELHO NETO, V. **Gestão de uma Operação de Petróleo e Gás em Campos Terrestres com Acumulações Marginais**. Em Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP: Komedi, 2009.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON. **Relatório de certificação de reservas 2025 - Onshore: Brava Energia S.A.** Dallas, Texas: DeGolyer and MacNaughton, abr. 2025.

ESG TODAY. **ING stops financing for companies developing new oil and gas projects**. 27 nov. 2024. Disponível em: <https://www.esgtoday.com/ing-stops-financing-for-companies-developing-new-oil-and-gas-projects/>. Acesso em: 10 nov. 2025.

EURONEWS. Barclays drops funding for new oil and gas fields: How do other big European banks compare? 12 fev. 2024. Disponível em: <https://www.euronews.com/green/2024/02/12/barclays-drops-funding-for-new-oil-and-gas-fields-how-do-other-big-european-banks-compare>. Acesso em: 10 nov. 2025.

FABOZZI, F. J.; PETERSON, P. P.; Financial Management and Analysis, John Wiley & Sons Ltd; Wiley Finance; Second Edition, Canada, 2003.

FERREIRA, Doneivan F. Produção de petróleo e Gás Natural no Brasil – Desafios e Oportunidades. Em Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komed, 2009.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). A relevância de campos maduros e marginais para o estado do Rio: nota técnica sobre a importância dos ajustes regulatórios para melhoria do ambiente de negócios, redesenvolvimento dos campos maduros e desenvolvimento de campos marginais. Rio de Janeiro: Firjan, 2024. Disponível em: <<https://www.firjan.com.br/data/files/A8/52/8A/F7/AE7039104AAA0C29D8284EA8/Nota-Tecnica-Campos-Maduros-Novembro-2024.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2025.

FITCH RATINGS. Fitch affirms Brava Energia's ratings; outlook stable. São Paulo, 28 jul. 2025. Disponível em: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-affirms-brava-energia-ratings-outlook-stable-28-07-2025>. Acesso em: 26 out. 2025.

FUNDAMENTUS. BRAV3 – Invista consciente – indicadores fundamentalistas. Disponível em: <<https://www.fundamentus.com.br/detalhes.php?papel=BRAV3>>. Acesso em: 20 nov. 2025.

GUIMARÃES, Marcelo da Silva. Metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica; Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

HÖÖK, M. (2009). Giant oil field decline rates and their influence on world oil supply. Energy Policy, 37(6), 2262-2272. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.020>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World: energy mix. [S. l.: s. n.], [s.d.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/world/energy-mix>>. Acesso em: 02 ago. 2025.

INFOMONEY. 3R Petroleum (RRRP3) conclui aquisição do Polo Potiguar da Petrobras (PETR4) por US\$ 1,098 bi após aval da ANP. São Paulo, 29 maio 2023. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/mercados/3r-petroleum-rrrp3-conclui-aquisicao-do-polo-potiguar-da-petrobras-petr4-por-us-1098-bi-apos-aval-da-anp/>. Acesso em: 10 nov. 2025.

LIMA, Lucas Mota de. Gestão estratégica de campos maduros e/ou marginais no Brasil: um estudo dos aspectos gerenciais, econômicos e regulatórios para o sucesso desses ativos. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106133/tde-10122024-115402/publico/13346956.pdf>. Acesso em: 14 set. 2025.

MAGALHÃES JUNIOR, Frederico. **Avaliação de campo maduro de petróleo por opções reais.** 2006. 116 f. Dissertação (Mestrado Profissionalizante em Administração) – Programa de Pós-Graduação em Administração, Faculdades Ibmec, Rio de Janeiro, 2006.

MEZZOMO, Cristina Cledia. **Otimização de estratégias de recuperação para campos de petróleo.** 2001. 152 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001. Disponível em: https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/publicacoes/tese_cristina_mestrado.pdf. Acesso em: 28 set. 2025.

MUGGERIDGE, A. H. et al. **Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits.** Philosophical Transactions of the Royal Society, 2014. doi: <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>.

MUNISTERI, Islin e KOTENEV, Maxim. "Mature Oil Fields: Preventing Decline." *The Way Ahead* 09 (2013): 9–17. doi: <https://doi.org/10.2118/0313-009-TWA>

NOVAES, Ricardo Célio Sesma. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no Recôncavo Baiano.** 2010. 178 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-16082010-112328/pt-br.php>. Acesso em: 28 set. 2025.

Norwegian Petroleum, 20 de fevereiro de 2024. **Effective Resource Management in Mature Areas.** Disponível em: < <https://www.norskpetroleum.no/en/developments-andoperations/resource-management-inmatureareas/#:~:text=The%20average%20oil%20recovery%20rate,different%20technical%20solutions%20are%20applied.>>

O'BRIEN, Jeremy et al.. "Maximizing Mature Field Production - A Novel Approach to Screening Mature Fields Revitalization Options." Paper presented at the *SPE Europe* featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, Vienna, Austria, May 2016. doi: <https://doi.org/10.2118/180090-MS>.

PARSHALL, J. 2012. Mature Fields Hold Big Expansion Opportunity. **J Pet Technol** 64 (10): 52 – 58. SPE-1012-0052-JPT. <http://dx.doi.org/10.2118/1012-0052-JPT>.

PETROBRAS. Central de resultados. 2025. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>. Acesso em: 22 nov. 2025.

PETRORECONCAVO S.A. **Release de Resultados – 3T24. Salvador: PetroReconcavo**, 13 nov. 2024. Disponível em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/Download.aspx?>. Acesso em: 11 nov. 2025.

RECLAIM FINANCE. **BNP Paribas AM will no longer invest in new oil and gas company bonds.** 27 nov. 2024. Disponível em: <https://reclaimfinance.org/site/en/2024/11/27/bnp->

paribas-am-will-no-longer-invest-in-new-oil-and-gas-company-bonds/. Acesso em: 10 nov. 2025.

REUTERS. **Brazil's 3R gets tie-up bid from Enauta, halts talks with PetroReconcavo.** Reuters, 2 abr. 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/markets/deals/brazils-3r-gets-tie-up-bid-enauta-halts-talks-with-petroreconcavo-2024-04-02/>. Acesso em: 26 out. 2025.

RIBEIRO, Alcimar das Chagas. **Uma discussão fundamental sobre a revitalização de campos de petróleo maduros: o caso da Bacia de Campos no Brasil.** Revista Econômica do Nordeste, Fortaleza, v. 55, n. 1, p. 107-118, 2024.

ROSS, J. (1998). Booking Reserves. **Journal of Petroleum Technology** 71.

RYNGELBLUM, Ivan. **Na Brava Energia, o plano, agora, é “extrair” a desalavancagem.** NeoFeed, 24 set. 2025. Disponível em: <https://neofeed.com.br/negocios/na-brava-energia-o-plano-agora-e-extrair-a-desalavancagem/>. Acesso em: 26 out. 2025.

SANTOS JR., A. A. **Produção do petróleo e gás natural em campos de economicidade marginal no Brasil: uma visão pragmática.** 152 f. Salvador. 2006. Disponível em: <<https://tede.unifacs.br/bitstream/tede/388/1/Dissertacao%20Anabal%20Alves%20Santos%20Junior%20texto%20completo.pdf>>.

SANTOS JUNIOR, Anabal. **Produção de Petróleo e Gás Natural e, Campos Terrestres com Acumulações Marginais – Um registro histórico em Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros.** Doneivan F. Ferreira (org). Campinas, SP: Komedi, 2009.

SENNA, Brenny Dantas de. **Estudo da viabilidade econômica em campos maduros.** 2011. 120 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

SCHIOZER, Rafael F.. **Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo.** 2002. *Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) - Instituto de Geociências/Unicamp*, Campinas (SP), 2002.

SATTER, A., THAKUR, G. **Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach**, PenwellBooks, Tulsa, Oklahoma, USA, 1994, 335p.

WILSON SONS. **Revitalização de campos maduros: veja se os especialistas consideram esse investimento válido.** Rio de Janeiro: *Wilson Sons*, 18 ago. 2020. Disponível em: <https://wilsonsons.com.br/pt-br/blog/revitalizacao-de-campos-maduros/>. Acesso em: 20 set. 2025.

YERGIN, Daniel; ORSZAG, Peter; ARYA, Atul. **The Troubled Energy Transition: How to Find a Pragmatic Path Forward.** *Foreign Affairs*, 25 fev. 2025. March/April 2025 issue. Disponível em: <https://www.foreignaffairs.com/united-states/troubled-energy-transition-yergin-orszag-arya>. Acesso em: 10 set. 2025.

YIN, Robert K. **Case Study Research: Design and Methods.** 4. ed. California: SAGE Publications 2009. 219 p. ISBN 9781412960991.

ZAMITH, Maria Regina Macchione de Arruda. **A nova economia institucional e as atividades de exploração e produção onshore de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil.** 2005. 299 f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

ZAMITH, R. **A Indústria Para-Petroleira Nacional**, dissertação apresentada no Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP. Editora Annablume, São Paulo, 2001.

ZAMITH, R.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Developing Brazil's Onshore E&P Oil Activities and Reducing the Country's Exposure to the Economic Cycles of the Global Oil Market.** SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, Estados Unidos, 2003.

7. APÊNDICE

Questionários entrevistas:

(i) Engenheiro de Reservatório Sênior

1. Olhando a produção desses campos mudou nos últimos períodos. Quais foram os principais processos operacionais de recuperação aplicados nesses ativos do Complexo Potiguar?
2. Qual é uma faixa de proporção média de água em relação ao óleo nos ativos do Complexo Potiguar e como ela tem evoluído? Vocês possuem um limite máximo estabelecido para essa razão? O que fazem no caso de níveis muito altos?
3. Quais processos são os gargalos mais visíveis nas instalações do Complexo Potiguar?
4. Entre manutenção e intervenções, o que costuma parar mais a produção e como vocês gerenciam/otimizam esse tempo parado? Com que frequência isso acontece?
5. As sondas para perfurações/intervenções *onshore* eram alugadas ou compradas? Qual seria uma faixa média de preço para o aluguel de sondas na região Potiguar?
6. Como vocês decidem quais poços priorizar para intervenção? E como é feita a escolha entre trabalhar mais um poço existente, perfurar um novo ou abandonar um campo? Existem indicadores claros para isso?
7. Quais são os itens com maior influência no custo por barril hoje? O que mais ajuda a reduzir o custo por barril num campo? Existem práticas gerais seguidas?
8. Como está a questão de pessoas e terceiros no campo (tamanho da equipe, terceirização)?
9. Riscos regulatórios e ambientais mais influenciam no cronograma e nos custos do projeto? Teria um exemplo?
10. De modo geral, quais iniciativas operacionais você considera mais produtivas a serem tomadas nos campos maduros da Bacia Potiguar?
11. Teria mais algum(s) ponto(s) importante(s) a destacar/detalhar sobre a operação da Brava no Complexo Potiguar?

(ii) Geólogo Sênior

1. Na sua experiência, que características do reservatório mais determinam o sucesso de revitalizações em campos maduros terrestres?
2. Existe um “guia”, de modo geral, a seguir de abordagem operacional em campos maduros brasileiros, de forma a rapidamente recuperar/incrementar a produção dessa área?
3. O que costuma indicar oportunidade de recuperação adicional em um campo maduro?
4. Em termos práticos, que dados de campo mais ajudam a decidir onde explorar primeiro? E como é feita a escolha entre trabalhar mais um poço existente, perfurar um novo ou abandonar um campo? Existem indicadores claros para isso?
5. Como você avalia a questão da água: quando ela passa a inviabilizar e quando ainda vale insistir? Usualmente qual o destino dessa água produzida nos campos brasileiros? Qual é a maior razão entre água e óleo que já presenciou e ainda assim a produção do poço continuava economicamente viável?
6. E o gás natural, quando não utilizado para fins comerciais?
7. Quais passos práticos operacionais você recomenda antes de investir pesado em um campo?
8. Quais são os primeiros meses ideais ao assumir um campo maduro (frentes que sempre atacaria)?
9. Olhando a Bacia Potiguar e bacias brasileiras, restringindo-se a campos *onshore*, que aprendizados/características você considera mais comuns para elas? Ou são muito diferentes?
10. Teriam mais pontos que considere importante destacar/detalhar sobre o *play* de campos maduros *onshore* brasileiros?

(iii) Especialista Financeiro e em M&A do Segmento

1. Como o mercado enxerga e especifica campos terrestres maduros no Brasil hoje (principais *upsides*, descontos e por quê)?
2. Quais critérios você costuma usar na avaliação financeira (VPL, TIR, *Payback*) e quais faixas de retorno e margens são mais comuns para campos maduros/marginais *onshore*?
3. Quais variáveis mais pesam na sensibilidade (preço do barril, produção, água, custo de descarte, tempo de sonda)?
4. Em aquisições, como você trata riscos regulatórios (regras ANP, royalties, licenças) no preço?
5. O que diferencia casos vencedores de revitalização (na execução e na disciplina de capital)?
6. Que informações operacionais/financeiras gostaria de ver em um plano de 6–12 meses para ganhar confiança no ativo?
7. Teriam mais pontos que considere importante destacar/detalhar sobre o *play* de campos maduros *onshore* brasileiros?