

ESTUDO SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CAMPOS MADUROS NA BACIA DE CAMPOS: QUAIS SÃO AS REAIS POSSIBILIDADES DE RECUPERAÇÃO?

STUDY ON THE ECONOMIC VIABILITY OF MATURE FIELDS IN THE CAMPOS BASIN: WHAT ARE THE REAL POSSIBILITIES FOR RECOVERY?

Matheus Sousa Bastos^A

 <https://orcid.org/0009-0006-2726-9159>

Correspondência: matheusbastos@lenep.uenf.br

Alcimar das Chagas Ribeiro^B

 <https://orcid.org/0000-0002-7954-7118>

Correspondência: alcimar@uenf.br

^A Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF), Rio de Janeiro, Brasil

DOI: 10.12957/cdf.2024.82256

Recebido em: 23 fev. 2024 | **Aceito em:** 26 set. 2024.

RESUMO

As áreas maduras representam ativos de produção de óleo e gás natural que se aproximam do término de sua viabilidade econômica, mas que, no Brasil, costumam ser descontinuadas de forma prematura. Este estudo propõe analisar essa oportunidade de negócio até então negligenciada, enfatizando que, embora a produção nacional de petróleo e gás natural tenha apresentado crescimento nos últimos anos, esse avanço se deve majoritariamente aos projetos do pré-sal da Petrobras, enquanto os empreendimentos do pós-sal demonstram declínio produtivo. Com os recentes incentivos públicos, aliados a avanços na engenharia e à redução de custos processuais, tornou-se possível prolongar a vida útil de diversos campos em operação, elevando sua viabilidade econômica por períodos estendidos. Acrescenta-se, de forma inovadora, a análise de como a adoção de tecnologias digitais e práticas de otimização podem reverter tendências de queda, demonstrada pela avaliação de indicadores financeiros e operacionais de certos poços na Bacia de Campos. Esses poços, anteriormente em declínio e subexplorados, foram arrematados em leilões da ANP por empresas especializadas na revitalização de campos maduros. A partir de uma série de decisões estratégicas, observou-se não apenas a recuperação dos ativos, mas a transformação do cenário em algo significativamente mais lucrativo. Finalmente, além da análise operacional, o trabalho incorpora considerações sobre impactos sociais e ambientais, oferecendo uma visão global e enriquecida sobre o potencial desses campos no contexto energético nacional.

Palavras-chave: Petróleo; Gás natural; Campos maduros; Bacia de Campos; Análise técnico-financeira.



ABSTRACT

Mature areas represent oil and natural gas production assets that are nearing the end of their economic viability, yet in Brazil, they are often decommissioned prematurely. This study aims to analyze this previously neglected business opportunity, emphasizing that although the national production of oil and natural gas has grown in recent years, such progress is largely attributed to Petrobras' pre-salt projects, while post-salt ventures are showing a decline in production. With recent public incentives, coupled with engineering advancements and reduced processing costs, it has become possible to extend the productive life of several operating fields, thereby increasing their economic viability for longer periods. Innovatively, the study also examines how the adoption of digital technologies and optimization practices can reverse declining trends, as demonstrated by an evaluation of the financial and operational indicators of certain wells in the Campos Basin. These wells, once in decline and underexplored, were acquired at ANP auctions by companies specialized in revitalizing mature fields. Through a series of strategic decisions, not only were these assets recovered, but the scenario was transformed into one that is significantly more profitable. Finally, beyond the operational analysis, the work incorporates considerations of social and environmental impacts, offering a comprehensive and enriched perspective on the potential of these fields within the national energy context.

Keywords: Oil; Natural gas; Mature fields; Campos Basin; Technical-financial analysis.

1 INTRODUÇÃO

O setor de petróleo e gás se estabelece como um dos pilares fundamentais da economia global, impulsionando desde a segurança energética até a inovação em diversos segmentos industriais. No cenário brasileiro, sua relevância ganha contornos ainda mais expressivos, onde, de acordo com o BP Statistical Review of World Energy (2022), a atividade de hidrocarbonetos mantém uma forte presença na dinâmica econômica e na geração de empregos, atraindo investimentos nacionais e estrangeiros. Dados recentes da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2022) reforçam essa importância, apontando que determinadas regiões do país dependem significativamente dessa cadeia produtiva para a sustentação do Produto Interno Bruto.

Ao mesmo tempo em que o setor impulsiona o desenvolvimento econômico, ele também enfrenta desafios técnicos e ambientais, sobretudo em campos com longa história de exploração. Estudos do Instituto de Pesquisas Energéticas (IPE, 2021) indicam que campos maduros, caracterizados por décadas de operação, impõem complexidades técnicas elevadas — desde o descomissionamento seguro de instalações até a recuperação ambiental dos locais impactados. Nesse contexto, o Global Energy Efficiency Report

(GEE, 2021) destaca que os índices de recuperação de reservas, ainda aquém dos padrões internacionais, acentuam a necessidade de soluções inovadoras para prolongar a vida útil dos reservatórios.

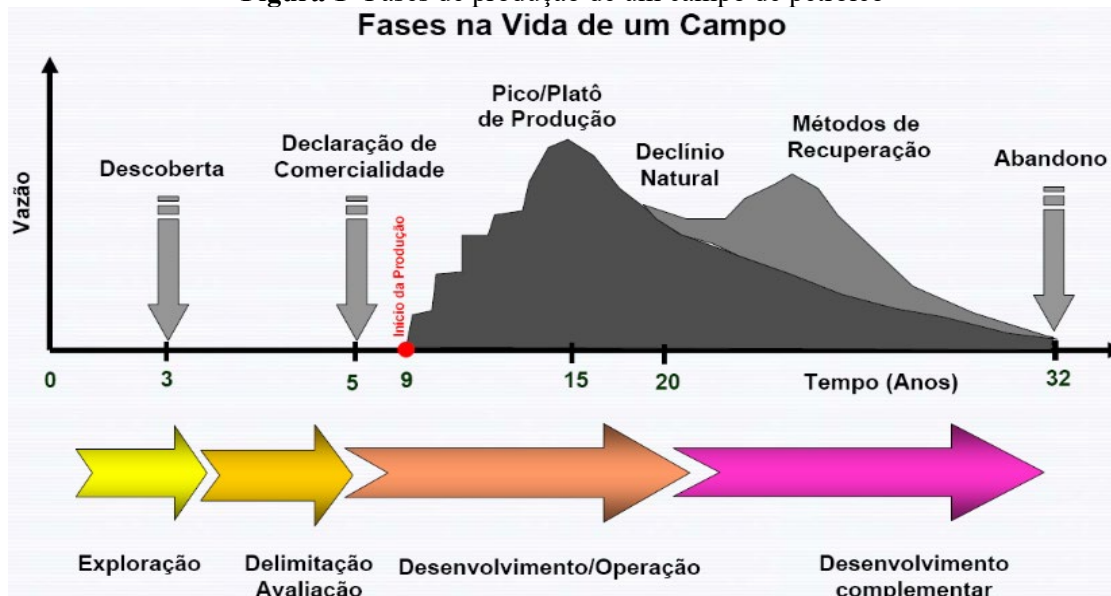
Nesse ambiente desafiador, a integração de tecnologias digitais e práticas sustentáveis desponta como estratégia indispensável para a revitalização do setor. A convergência entre inovação tecnológica e políticas públicas progressistas pode não apenas otimizar processos operacionais, mas também promover uma transição gradual para uma matriz energética mais diversificada e resiliente. Essa abordagem integrada se revela essencial para equilibrar os imperativos econômicos e ambientais, garantindo que o setor continue a contribuir para o desenvolvimento regional e a equidade social de forma sustentável.

2 PANORAMA DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO E A DINÂMICA DOS CAMPOS MADUROS

De acordo com a U.S. Energy Information Administration (2022), o Brasil figura entre os principais produtores globais de petróleo, com uma produção média diária de aproximadamente 3 milhões de barris em 2021. Essa posição de destaque deve-se, em grande parte, à atuação consolidada da Petrobras, “que, além de ser a maior operadora do país, integra uma cadeia produtiva complexa que abrange desde a exploração até a distribuição dos hidrocarbonetos.” (PETROBRAS, 2020).

Entretanto, a robustez do setor esbarra em um desafio crucial: o envelhecimento progressivo dos reservatórios. “Os chamados campos maduros, caracterizados por décadas de exploração contínua, apresentam uma queda natural em seu desempenho, exigindo o emprego de técnicas de recuperação aprimoradas para otimizar a extração dos hidrocarbonetos remanescentes.” (Souza, 2019).

Figura 1- Fases de produção de um campo de petróleo
Fases na Vida de um Campo



Fonte: ENGEPROJ, 2008.

Nesse contexto, a implementação de métodos de Enhanced Oil Recovery – EOR – como a injeção de fluidos alternados, adição de agentes químicos e o uso de inteligência artificial na modelagem dos reservatórios tem se mostrado uma estratégia promissora para aumentar o fator de recuperação e prolongar a vida útil dos ativos (COSTA; MENDES, 2021).

Adicionalmente, a infraestrutura já existente nestas áreas oferece uma vantagem competitiva para investidores e empresas que buscam oportunidades de menor risco, pois os campos maduros dispõem de logística, experiência e know-how acumulado ao longo de anos de operação. Essa revitalização, por meio de inovações tecnológicas e políticas de incentivo, não só assegura a continuidade da produção, mas também gera receitas por meio dos royalties, que são fundamentais para o financiamento de políticas públicas e o desenvolvimento regional.

2.1 Estrutura Contratual e Mecanismos de Royalties

A promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) representou uma transformação paradigmática no setor petrolífero brasileiro, ao romper com o monopólio estatal e instaurar um regime de concessões para a exploração de blocos onshore e offshore. Neste novo cenário, as empresas interessadas participam de licitações públicas, ofertando lances que incorporam, dentre outros elementos, o bônus de assinatura, o

cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) e compromissos de conteúdo local. O bônus de assinatura consiste num pagamento inicial, realizado independentemente dos resultados futuros da exploração, o que confere a esse modelo um risco financeiro considerável para os operadores (ANP, 2017).

Em paralelo, a estrutura contratual vigente prevê a incidência de tributos ao longo da vida útil dos campos explorados. Entre eles, destacam-se os royalties – calculados sobre a receita líquida – e a participação especial, que incide sobre os campos de maior rentabilidade, constituindo mecanismos de compensação financeira à União pela utilização dos recursos naturais. Tais instrumentos visam não apenas a arrecadação, mas também a redistribuição dos benefícios gerados pela exploração, permitindo que o Estado invista em áreas estratégicas para o desenvolvimento social e econômico.

Figura 2 - Alocação das receitas sob o Regime de Partilha da Produção

RECEITA BRUTA	Excedente Econômico	Renda Petrolífera	Tributos e Participações Governamentais (Administração Pública)	Parcela do Governo	Excedente em Óleo (Profit Oil)
	Custos	Remuneração do Capital (custo de oportunidade do capital)	Lucros e Dividendos da Parceria Empresa Estatal - Empresa Estrangeira/ Privada	Parcela Empresa Contratada	
		Custos de Abandono			
		Custos Operacionais			
		Custos de Desenvolvimento	Custos Recuperáveis (incorridos pela empresa contratada)	Custos Recuperáveis	Custo em Óleo (Cost Oil)
		Custos Exploratórios			

Fonte: Tolmasquim e Pinto Jr. (2011).

Com o advento das reservas do pré-sal, o modelo de exploração sofreu nova reconfiguração, emergindo o regime de partilha de produção. Diferentemente dos contratos de concessão, em que o concessionário detém a totalidade dos direitos sobre os hidrocarbonetos produzidos, o contrato de partilha impõe uma divisão da produção entre o operador e a União, estabelecendo uma relação mais direta entre o setor privado e o poder público. Neste regime, a interferência estatal é mais expressiva, condicionando a operacionalização do campo ao cumprimento de obrigações que incluem investimentos em pesquisa e desenvolvimento, bem como a priorização de fornecedores nacionais.

A principal distinção entre os dois modelos reside na forma de remuneração e na gestão dos riscos. Nos contratos de concessão, o operador assume a integralidade dos riscos e benefícios, sendo responsável por toda a cadeia de comercialização, o que possibilita a preservação da receita gerada, mas também expõe a empresa a custos elevados, sobretudo quando se tratam de bônus de assinatura e obrigações do PEM. Por outro lado, no modelo de partilha de produção, a divisão dos resultados garante ao Estado uma fatia da produção – que se materializa por meio do repasse de hidrocarbonetos – mas implica em um controle mais rígido sobre as operações e na necessidade de uma gestão integrada para a definição de metas e prazos.

A implementação desses modelos contratuais tem implicações profundas na atração de investimentos para o setor. Enquanto o regime de concessão pode favorecer empresas com maior capacidade técnica e financeira para suportar riscos iniciais, o modelo de partilha oferece maior segurança jurídica e estabilidade de receita para o Estado, contribuindo para a manutenção de royalties e da participação especial, fundamentais para o financiamento de políticas públicas. Essa dualidade reforça a importância de um arcabouço regulatório robusto e transparente, que harmonize os interesses do setor privado com as demandas sociais e ambientais do país.

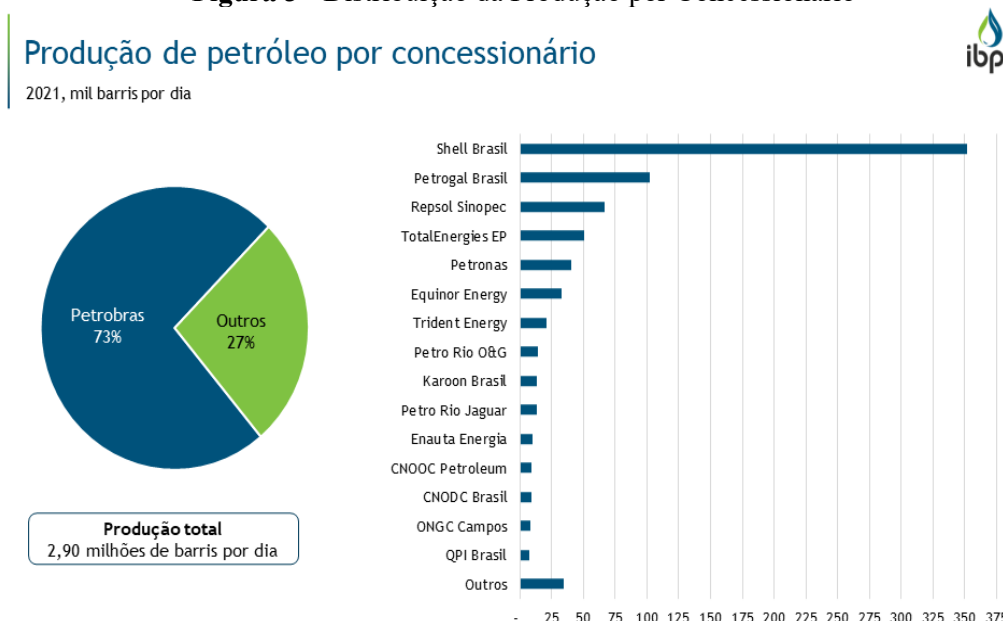
Em suma, a evolução dos contratos de exploração de petróleo e gás no Brasil reflete a complexidade e a dinâmica de um setor em constante transformação. A compreensão dos diferentes regimes – concessão e partilha – e dos mecanismos de remuneração associados é crucial para a formulação de políticas que promovam o equilíbrio entre o incentivo à inovação tecnológica, a mitigação dos riscos operacionais e a garantia de retorno financeiro para o Estado, contribuindo assim para a sustentabilidade do setor no longo prazo.

2.2 Perfil dos Principais Ativos Contratuais e Operacionais no Setor de Óleo e Gás

A transformação ocorrida a partir da promulgação da Lei do Petróleo instituiu dois modelos contratuais fundamentais para a exploração de hidrocarbonetos no Brasil, estabelecendo, de um lado, o regime de concessões e, de outro, o de partilha de produção. Nesta nova realidade, é imprescindível compreender a distinção entre concessionárias e

operadoras, visto que tais papéis, embora interligados, apresentam responsabilidades e desafios diferentes.

Figura 3 - Distribuição da Produção por Concessionário



Atualização - Agosto 2022
Fonte: Elaboração IBP com dados ANP

Fonte: IBP, 2022.

A concessionária é a empresa que detém o contrato de concessão, garantindo o direito de explorar determinada área para extração de petróleo e gás. Em contrapartida, a operadora é a responsável pela execução prática das atividades – desde a avaliação e desenvolvimento dos reservatórios até a produção e eventual desativação das instalações. Assim, uma mesma empresa pode ser concessionária, sem necessariamente assumir a operação direta do campo, delegando essa função a outra entidade especializada.

No cenário nacional, a Petrobras destaca-se como o principal agente do setor, tendo investido cifras da ordem de US\$102 bilhões até 2018 e, conforme o Plano Estratégico 2020–2024, projeta novos investimentos de aproximadamente US\$64 bilhões, dos quais cerca de US\$37,7 bilhões estão destinados à exploração no pré-sal (PETROBRAS, 2020). Essa robusta atuação consolidou a empresa como referência tanto na concessão quanto na operação dos campos, sendo um pilar que sustenta a dinâmica e o desenvolvimento tecnológico do setor.

Entre os atores internacionais, a Shell figura como a segunda maior concessionária no país. Pioneira na transição da fase exploratória para a produção em escala comercial, a Shell desenvolveu projetos emblemáticos nos campos de Bijupirá e Salema, marcando

sua inserção efetiva no mercado brasileiro. Nos campos do pré-sal, a empresa integra consórcios que administram ativos como Sapinhoá, Lapa, Tupi, Iara e Sagitário, os quais apresentam características distintas e níveis variados de produção – sendo que, com exceção de Lapa (operada pela Total), todos os demais estão sob gestão da Petrobras.

A cooperação entre as grandes empresas, evidenciada no consórcio que explora o campo de Mero, localizado no bloco de Libra, em águas ultra profundas, exemplifica a busca por sinergia no desenvolvimento de tecnologias e na maximização da eficiência operacional. Nesse campo, os reservatórios, com espessura que pode atingir aproximadamente 400 metros e produção estimada em 1,4 milhão de barris por dia, são considerados entre os mais promissores do mundo. A integração entre os diversos agentes – Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC – fomenta o intercâmbio de conhecimento e a implementação de soluções inovadoras, contribuindo para a superação dos desafios inerentes à exploração em ambientes complexos.

2.3 Desafios Econômicos na Extração de Petróleo em Campos Maduros

A exploração de hidrocarbonetos em reservatórios maduros apresenta um cenário complexo, caracterizado por custos operacionais crescentes e pela necessidade de investimentos contínuos em modernização. Em ambientes como a Bacia de Campos, onde os reservatórios já se encontram em fases avançadas de esgotamento, a redução da pressão natural e o desgaste das instalações impõem desafios significativos à manutenção da rentabilidade.

Em primeiro lugar, a extração de petróleo em campos maduros exige a aplicação de técnicas que vão além dos métodos convencionais. A redução da eficiência dos sistemas de bombeio, associada à diminuição da produtividade dos poços, torna imperativa a adoção de processos de recuperação aprimorada – como a injeção de fluidos modificadores, polímeros e gases – que possam estimular a mobilidade do óleo remanescente. Tais procedimentos, embora capazes de aumentar o fator de recuperação, demandam altos investimentos em tecnologia e conhecimento especializado, o que impacta diretamente os custos de produção.

Adicionalmente, o envelhecimento das plataformas e demais equipamentos offshore resulta em um acréscimo nos gastos com manutenção e reparos. A necessidade de modernizar infraestruturas obsoletas implica em despesas constantes para garantir a

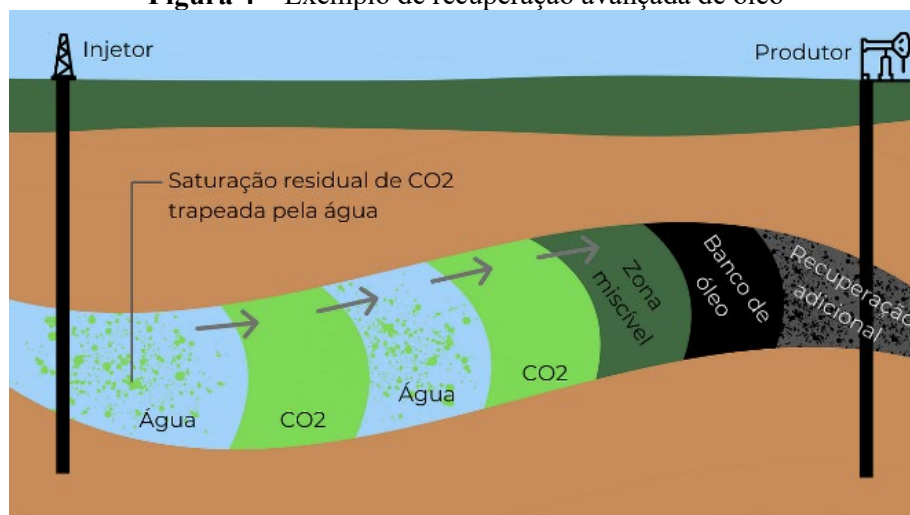
segurança operacional e a continuidade das atividades. Esse cenário tem sido agravado por uma redução gradual da produção, evidenciada em indicadores recentes da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que apontam para uma queda progressiva nos volumes extraídos ao longo dos últimos anos.

Para mitigar esses desafios, as empresas têm investido em iniciativas voltadas à otimização de processos e à incorporação de tecnologias de ponta. A digitalização dos sistemas de monitoramento, por meio de sensores inteligentes e análise de Big Data, permite o gerenciamento remoto e a previsão de falhas, contribuindo para a redução de tempos de parada e a minimização de custos operacionais. Outras estratégias incluem a automação de operações e o emprego de inteligência artificial para simulação de cenários e planejamento estratégico, possibilitando uma atuação mais precisa e eficiente na extração dos recursos.

A conjugação de métodos avançados de recuperação com práticas de gestão inovadoras é, portanto, fundamental para manter a viabilidade econômica dos campos maduros. Essa abordagem integrada não só fortalece a competitividade do setor, mas também garante que os desafios impostos pelo envelhecimento dos reservatórios sejam enfrentados com soluções sustentáveis e economicamente viáveis.

2.4 Aplicação de Técnicas Avançadas de Recuperação

A utilização de métodos de recuperação avançada de petróleo (Enhanced Oil Recovery – EOR) constitui uma estratégia essencial para a reativação e otimização da produção de hidrocarbonetos em reservatórios que já passaram do pico de extração. No contexto dos campos maduros, especialmente na Bacia de Campos, tais técnicas emergem como resposta à queda na eficiência dos métodos convencionais, como a simples injeção de água, permitindo a liberação de volumes adicionais de petróleo e gás que permanecem retidos nas estruturas geológicas.

Figura 4 – Exemplo de recuperação avançada de óleo

Fonte: CZARNOBAY, 2022.

Em termos práticos, a EOR envolve a injeção de fluidos com propriedades específicas – tais como soluções de água modificada, dióxido de carbono (CO_2) ou solventes orgânicos – que são escolhidos com base nas características intrínsecas do reservatório, como porosidade, permeabilidade e viscosidade do óleo. Enquanto a injeção de água é historicamente a técnica mais empregada, a substituição ou complementação desse método por CO_2 ou solventes pode se revelar mais eficaz em situações onde o petróleo apresenta alta viscosidade ou quando o reservatório demanda uma intervenção mais robusta para superar barreiras de mobilidade dos fluidos.

A escolha do fluido ideal é um processo crítico, que requer uma análise detalhada das condições geológicas e físicas do reservatório. Técnicas laboratoriais e simulações numéricas são empregadas para determinar a compatibilidade do agente injetado com as características do óleo e da rocha, de modo a maximizar a miscibilidade e reduzir a viscosidade do petróleo. Essa abordagem permite a liberação dos hidrocarbonetos que, de outra forma, permaneceriam inacessíveis, ampliando assim a recuperação total do recurso e prolongando a vida produtiva dos campos maduros.

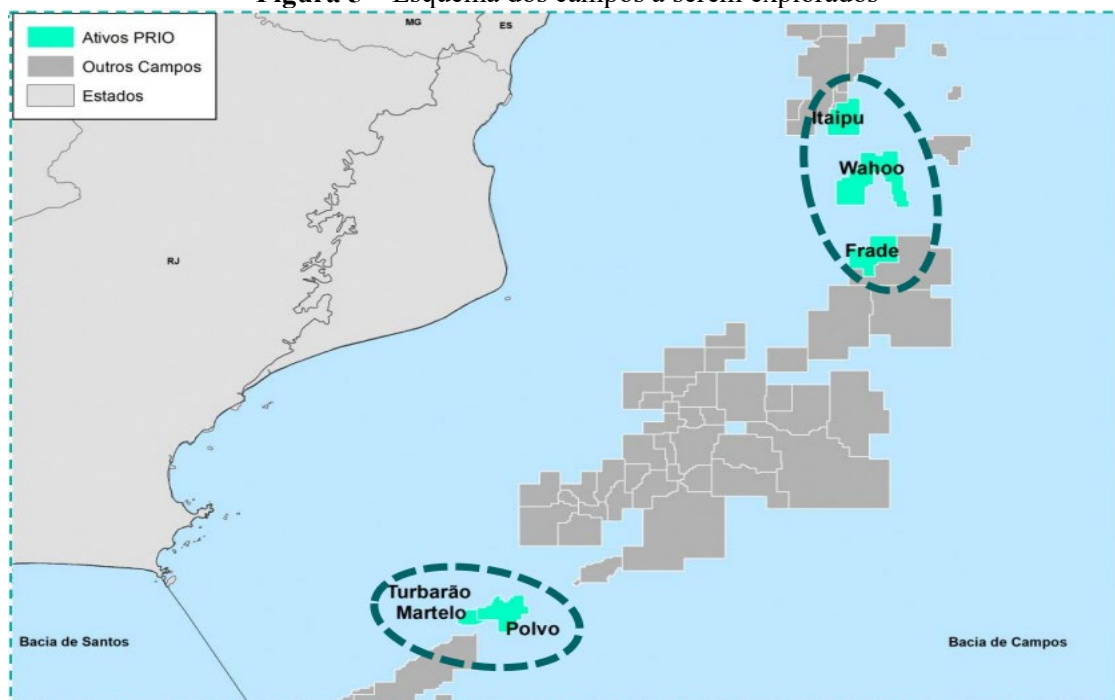
Além do aprimoramento da recuperação dos hidrocarbonetos, a implementação de projetos de EOR contribui para a sustentabilidade econômica da indústria, ao possibilitar a manutenção dos níveis de produção em um cenário de declínio natural dos reservatórios. Dessa forma, os investimentos em tecnologias avançadas de recuperação não apenas otimizam a exploração dos ativos existentes, mas também reforçam a competitividade do setor petrolífero nacional.

3 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

O Campo Polvo, localizado na zona sul da Bacia de Campos – aproximadamente 100 km da costa do Rio de Janeiro – tem sua trajetória marcada por uma série de transformações que evidenciam seu potencial de revitalização e os desafios inerentes à operação de reservatórios maduros. Inicialmente identificado em 1993 pela Petrobras e com início de produção em 2007, o ativo passou por mudanças de controle, sendo adquirido pela Prio em 2013, que, a partir de 2014, implementou um robusto plano de reabilitação do campo.

A análise foi conduzida por meio da coleta de dados técnicos e financeiros oriundos de publicações oficiais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e de relatórios corporativos da PetroRio. Foram considerados indicadores como o custo operacional médio por barril extraído (lifting cost) e o EBITDA, os quais serviram para mensurar a eficiência das operações e a sustentabilidade econômica do campo. Complementou-se o estudo com a revisão bibliográfica de estudos de caso que abordam a reabilitação de campos maduros, permitindo uma compreensão integrada dos fatores que influenciam a viabilidade dos investimentos.

Figura 5 – Esquema dos campos a serem explorados



Fonte: PRIO, 2020.

A Prio implementou, a partir de 2014, um programa de reabilitação que se estruturou em diversas fases. A primeira etapa concentrou esforços na otimização dos poços já existentes, enquanto a segunda fase priorizou a perfuração de novos poços, nos campos de Frade, Tubarão martelo, Itaipu, Polvo e Wahoo, com o intuito de ampliar as reservas provadas. Como resultado, verificou-se um acréscimo significativo nas reservas estimadas, estendendo assim, a vida útil dos campos.

Paralelamente, o lifting cost apresentou uma redução expressiva, passando de valores próximos a US\$ 40 por barril em 2017 para US\$ 8,6 por barril em 2022. Essa queda significativa evidencia a eficácia das medidas adotadas, tais como a modernização das instalações, o aprimoramento dos processos produtivos e a implementação de tecnologias de recuperação avançada, que incluem métodos inovadores para lidar com a extração de óleo de alta viscosidade. Ainda que o EBITDA da operação seja impactado por eventos não recorrentes, a tendência positiva dos indicadores operacionais reforça a viabilidade econômica do campo, demonstrando que os investimentos direcionados à reabilitação têm gerado retorno financeiro consistente.

Figura 6 – Previsão de produção por EOR até 2040



Fonte: PRIO, 2022.

O lifting cost abrange apenas os custos operacionais, excluindo as despesas da companhia, como royalties, despesas administrativas e impostos. No entanto, é um indicador amplamente utilizado pela indústria para orientar a operação.

Para uma análise mais precisa da situação financeira, será considerado também o resultado operacional da empresa. É importante destacar que o EBITDA da companhia era fortemente impactado por resultados não recorrentes, o que poderia prejudicar a avaliação. A tabela abaixo apresenta a evolução do resultado operacional da PetroRio a partir do ano de 2017, expresso em valores monetários em milhares de reais.

Tabela 1- Evolução da receita operacional da companhia

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RECEITA TOTAL	533.922	848.920	1.644.346	1.904.185	4.396.003	6.231.424
CUSTO DO PRODUTO VENDIDO	-299.296	-377.820	-583.838	- 513.009	-802.152	-842.229
ROYALTIES	-48.589	-76.660	-143.778	- 152.552	- 321.093	-484.627
RESULTADO DAS OPERAÇÕES	186.037	394.440	916.730	1.238.624	3.272.758	4.855.925

Fonte: Autoria Própria.

A PetroRio divulga trimestralmente em seu site os resultados obtidos no período, de onde foi possível montar a seguinte tabela:

Tabela 2- Evolução do fluxo de caixa da companhia

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
FLUXO DE CAIXA	-282,7	-93,4	-116,8	40,5	-81,3	70,9	-1.293,1	850,9	1.240,1	1.196,5

Fonte: Autoria Própria.

Conhecendo o fluxo de caixa e a taxa mínima de atratividade, conseguimos calcular o VPL e ver se a operação da PetroRio na bacia de Campos é viável.

Utilizando a fórmula para encontrar o valor presente líquido (VPL):

$$V_{PL} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (1)$$

Onde, VPL = Valor Presente Líquido, FC_t = fluxo de caixa do período, i = taxa de desconto e t = período de tempo.

Tabela 3- Histórico e previsão do fluxo de caixa ao longo dos anos

Ano	Receita Anual	Despesas Anuais	Fluxo de Caixa
2013	R\$ 4.400,000	-R\$ 287.900,000	-R\$ 282.700,000
2014	R\$ 486.800,000	-R\$ 580.200,000	-R\$ 93.400.000
2015	R\$ 253.100,000	-R\$ 369.900,000	-R\$ 116.800,000
2016	R\$ 397.900,000	-R\$ 357.400,000	R\$ 40.500,00
2017	R\$ 533.900,000	-R\$ 615.200,000	-R\$ 81.300,000
2018	R\$ 848.900,000	-R\$ 778.000,000	R\$ 70.900,000
2019	R\$ 1.644.900,000	-R\$ 2.937.400,000	-R\$ 1.293.100,000
2020	R\$ 1.904.200,000	-R\$ 1.053.300,000	R\$ 850.900,000
2021	R\$ 4.396.000,000	-R\$ 3.736.100,000	R\$ 1.240.100,000
2022	R\$ 6.363.500,00	-R\$ 5.167.000,000	R\$ 1.196.500,000
2023	R\$ 5.200.000,00	-R\$ 3.000.000,000	R\$ 2.200.000,000
2024	R\$ 6.000.000,000	-R\$ 4.800.000,000	R\$ 1.200.000,000
2025	R\$ 6.800.000,000	-R\$ 4.500.000,000	R\$ 2.300.000,000
2026	R\$ 7.250.000,000	-R\$ 4.700.000,000	R\$ 2.550.000,000
2027	R\$ 7.300.000,000	-R\$ 3.945.000,000	R\$ 3.355.000,000
2028	R\$ 6.900.000,000	-R\$ 3.700.000,000	R\$ 3.200.000,000
2029	R\$ 6.300.000,000	-R\$ 3.300.000,000	R\$ 3.000.000,000
2030	R\$ 4.800.000,000	-R\$ 31.000.000,000	R\$ 1.700.000,000
Investimento		-R\$	235.000,00

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4- Valor presente líquido

Taxa	Valor Presente Líquido
10%	R\$ 5.436.124.153,89
15%	R\$ 2.765.667.838,07
20%	R\$ 1.395.408.572,59
25%	R\$ 668.676.464,37
30%	R\$ 272.830.386,32
40%	-R\$ 70.433.372,29

Fonte: Autoria própria.

Figura 7 – Taxa interna de retorno (TIR)

$$TIR = TMVAP + (MVAP / (MVAP + VANS)) \times IT$$

$$TIR = 30 + (272830386,32 / (272830386,32 + 70433372,29)) \times 18$$

$$TIR = 44,3\%$$

Fonte: Autoria própria.

Um campo é considerado viável economicamente enquanto o preço de venda do barril de petróleo supera o custo de produção. Assim, a operação da empresa reduziu significativamente os custos e manteve ou até aumentou a produção, mostrando que com investimento em pesquisa e novas tecnologias, os campos maduros podem gerar um bom retorno financeiro com investimento inicial relativamente baixo.

Dessa forma, considerando o investimento inicial de R\$ 235 milhões e o VPL da operação da companhia, vemos que a atuação da PetroRio no campo petrolífero de polvo tem gerado resultados expressivos e rentabilidade satisfatória. Esses desempenhos positivos evidenciam a eficiência das estratégias implementadas, não apenas pela PetroRio, mas também por outras operadoras em outros campos.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados apresentados neste estudo mostram que, com investimento adequado em tecnologia e uma abordagem estratégica, campos maduros podem continuar sendo uma fonte lucrativa de petróleo e gás no Brasil. Além disso, a recuperação de campos maduros pode ser vista como uma forma de garantir o desenvolvimento econômico sustentável, mantendo empregos e gerando receita para a União e municípios.

A combinação de tecnologia, políticas públicas eficazes e investimento contínuo é vital para prolongar a vida útil dos campos maduros. A abordagem integrada que considere tanto os aspectos tecnológicos quanto os sociais e econômicos é fundamental

para o sucesso contínuo do setor. Desta forma, reforçamos a importância de uma estratégia que promova o crescimento econômico, a sustentabilidade ambiental e a justiça social.

***ERRATA*:** Em atenção às observações sobre possíveis semelhanças com conteúdos publicados, esclarecemos que as correspondências identificadas decorrem do emprego de terminologia técnica consagrada e de conceitos amplamente difundidos na área, sem intenção de reproduzir textos preexistentes.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
ANP, 2019, A história do petróleo no Brasil. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/institucional/a-historia-do-petroleo>. Acesso em: 23 dez. 2022.

ESTEVES, Rodrigo Acquarone. **Janela de Oportunidade e Análise Técnico Financeira da Exploração do Ativo de Polvo Pela Petrorio SA.** Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/projpoli10034493.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2022.

CHAMBRIARD, Magda. **Potencial petrolífero da bacia de Campos.** Rio de Janeiro, 23 fev. 2010. Apresentação em PowerPoint. 20 slides. color. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2009/arquivos-2009/cp-14-2009/apresentacao_uenf_campos_magda_final.pdf. Acesso em: 23 dez. 2022.

DELGADO, Fernanda *et al.* Royalties e o eor em campos maduros no Brasil: discussões sobre alíquotas e arrecadações. **Coluna Opinião**, Rio de Janeiro, jun. 2018, 26 p. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/site_coluna_opinio_93_-_royalties_rev1.pdf. Acesso em: 23 dez. 2022.

LOUREIRO, Tabita. **Campos em declínio de produção.** Rio de Janeiro: ANP, 2017. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/campos_maduros_royalties/Tabita_Loureiro.pdf. Acesso em: 23 Dez. 2022.

O&G INOVAÇÃO, 2021. **Campos maduros e o desafio da revitalização - O&G Inovação.** [online] Disponível em: <https://www.oginovacao.com.br/post/campos-maduros-e-o-desafio-da-revitalizacao>. Acesso em: 23 Dez. 2022.

PETROBRAS, (2021). **Como funciona o gerenciamento de reservatórios na Petrobras.** Disponível em: <https://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao/tecnologia-e-inovacao/gerenciamento-de-reservatorios.html> Acesso em: 28 Dez. 2022.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2020–2024.** Disponível em <https://www.petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em: 19 nov. 2022.

PETRORIO, **Releases de resultados.** Disponível em: <http://ri.petroriosa.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>. Acesso em: 12 Dez. 2022.

PETRORIO, **Relatórios de certificação de reservas.** Disponível em: <http://ri.petroriosa.com.br/servicos-aos-investidores/relatorios-de-certificacao/>. Acesso em: 12 Dez. 2022.

QUINTAS, Humberto. **Concessão vs. Partilha.** IBP, 2020. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/11/4-HUMBERTO-QUINTAS_BP_Ciclo-de-Debates_Partilha-e-Concess%C3%A3o_04_11_2016_.pdf. Acesso em: 23 Dez. 2022.

RAMALHO, André. Desinvestimentos da Petrobras atraem novos produtores de óleo e gás para o Brasil. **VALOR**, 2019. Disponível em:

<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/27/desinvestimentos-da-petrobras-atraem-novos-produtores-de-oleo-e-gas-para-o-brasil.ghtml>. Acesso em: 23 Dez. 2022.

SCHLUMBERGER, 2020, **Glossary**. Disponível em: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/a/abandonment_costs.aspx. Acesso em: 23 Dez. 2022.

SOUZA, J. R. *et al.* Desafios e Inovações na Extração de Hidrocarbonetos em Reservatórios Maduros. *In: Revista Brasileira de Energia*, v. 15, n. 2, p. 87–105, 2019. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/issue/view/29>. Acesso em: 19 nov. 2022.

OFFSHORE TECHNOLOGY. **Roncador Oil Field, Campos Basin, Brazil**. Disponível em: <https://www.offshore-technology.com/projects/roncador-oil-field-campos-basin-brazil/>. Acesso em: 23 Dez. 2022.

Os artigos assinados são de inteira responsabilidade dos autores, bem como no que se refere ao uso de imagens.