

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

Impactos dos Desinvestimentos da Petrobras em Campos Maduros nas Economias Regionais

Pedro Henrique Santana de Assis
Matrícula: 2110718

Orientador: Lucas Lima

Rio de Janeiro, Junho de 2025

Agradecimentos

Agradeço à minha família, em especial, minha mãe Sonia, meu pai Fabio e minha irmã Fabiana. Vocês são a minha base e me proporcionaram as condições necessárias para que esse sonho se tornasse realidade. Aos meus avós Roselita e Américo por todo amor incondicional e por me incentivarem a ter disciplina de estudo e a valorizar uma educação de qualidade desde a infância. À minha avó Cleonice, por todo amor e carinho. Sem vocês, nada disso seria possível. Serei eternamente grato por tudo que fizeram por mim e por não terem medido esforços para que eu tivesse tudo do melhor na vida. Todas as oportunidades que tive e que terei ao longo da minha trajetória, eu devo a vocês.

Ao meu avô Tonho, obrigado por tudo. Saudades eternas.

À Vice-Reitoria Comunitária da PUC-Rio por ter me concedido uma bolsa de estudos que viabilizou a minha graduação em um dos centros de excelência do país.

À toda a equipe de professores pelos valiosos ensinamentos e pelo apoio que foram fundamentais na minha formação como economista.

Ao meu orientador Lucas Lima por todo suporte e paciência para tirar dúvidas e sugerir ideias durante o projeto de monografia.

Ao Departamento de Economia PUC-Rio por ter me proporcionado a oportunidade de fazer um intercâmbio acadêmico na França. Um sonho realizado e uma experiência que sempre vou guardar na memória.

Aos amigos que fiz durante a graduação. Sem vocês, a minha trajetória seria muito mais difícil. Obrigado pela parceria e por terem trazido momentos de leveza e alegria durante esses anos de faculdade. São amizades que levarei para a vida toda.

Aos amigos que fiz na Liga de Mercado Financeiro PUC-Rio. Foi um prazer ter conhecido vocês e compartilhar a experiência da LMF.

Às minhas amizades que fiz ao longo da vida, fora da faculdade. Obrigado pela torcida e pelos momentos de felicidade vividos juntos.

Resumo

Em 2015, a Petrobras anunciou seu plano de desinvestimento, prevendo a alienação de US\$ 15,1 bilhões em ativos ao longo de dois anos. O plano não se limitou a esse período, pelo contrário, teve continuidade em sua execução, particularmente entre os anos 2017-2022. Entre os ativos, estavam participações em refinarias, distribuidora de combustíveis, ativos de logística e campos maduros no Brasil e no exterior. A Petrobras redirecionou seu portfólio de Exploração e Produção (E&P) para focar principalmente nos ativos do pré-sal e reduzir o seu endividamento. Este estudo concentra-se nos desinvestimentos de campos maduros em território brasileiro, analisando os impactos das vendas de participações, primeiramente sob a perspectiva de eficiência na produção de petróleo pelos novos operadores, e, secundamente, sob o ponto de vista econômico. O trabalho investiga os efeitos nas economias regionais, com foco na geração de empregos, investimentos e arrecadação de royalties nos municípios afetados. Utilizando uma vasta base de dados fornecida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP)¹, este estudo busca sintetizar as principais conclusões sobre os efeitos dessa política de desinvestimentos da Petrobras para o Brasil.

Palavras-chave

Desinvestimentos, Petrobras, Campos maduros, Produção, Royalties, Arrecadação, Junior Oils.

¹ A ANP é o órgão regulador e fiscalizador do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil

Conteúdo

Conteúdo	4
Lista de Figuras	5
Lista de Tabelas	6
1 INTRODUÇÃO	7
2 REVISÃO DE LITERATURA	9
3 O PROGRAMA DE DESINVESTIMENTOS	12
4 O VALOR DOS CAMPOS MADUROS	15
5 ARCABOUÇO LEGAL DOS ROYALTIES E PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS	16
5.1 Royalties	16
5.1.1 Cálculo dos Royalties	17
5.1.2 Distribuição dos Royalties aos Entes Federativos	18
5.2 Participação Especial	19
5.2.1 Cálculo da Participação Especial	20
6 BASE DE DADOS E METODOLOGIA	22
6.1 Performance dos Ativos	23
6.2 Royalties e Efeito-Preço	24
6.3 Análise do Impacto Socioeconômico	25
7 RESULTADOS	27
7.1 Desempenho da Produção dos Ativos Desinvestidos	27
7.2 Análise da Arrecadação de Royalties	29
7.3 Estudo de Caso	31
8 CONCLUSÃO	33
BIBLIOGRAFIA	35
A APÊNDICE	37

Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução do Preço Médio Mensal do Petróleo Brent (US\$/bbl), 2011-2025	14
Figura 2 – Exemplo dos Percentuais médios de confrontação dos campos marítimos	19
Figura 3 – Variação percentual da produção média diária (boe/d) dos polos 18 meses após a venda em comparação aos 18 meses anteriores.	27
Figura 4 – Trajetória de Longo Prazo de Produção e Royalties para os Maiores Polos.	32
Figura 5 – Evolução da Produção Média Diária (boe/d)	37
Figura 6 – Evolução da Arrecadação Mensal de Royalties (R\$ bilhões)	38

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Campos Maduros Desinvestidos pela Petrobras	12
Tabela 2 – Média da produção diária dos polos 18 meses antes e 18 meses depois da venda, e crescimento percentual.	28
Tabela 3 – Desempenho da Produção por Categoria de Porte dos Ativos . . .	28
Tabela 4 – Arrecadação Total de Royalties nos 18 Meses Antes e Após a Venda dos Polos.	30
Tabela 5 – Taxa de royalties por boe nos 18 meses antes e após a venda dos polos.	30

1 Introdução

O setor de óleo e gás tem desempenhado um papel central na economia brasileira desde a descoberta de grandes reservas de petróleo, especialmente com a descoberta do pré-sal. A Petrobras, como a principal empresa responsável pela exploração e produção de petróleo no Brasil, desempenha um papel crucial nesse cenário. No entanto, desde 2015, a estatal iniciou um processo de desinvestimento, que incluiu a venda de ativos considerados *non-core* para a sua estratégia corporativa, sendo os campos maduros de petróleo parte importante disso.

Um campo maduro de petróleo ou gás é definido como um reservatório que já passou pelo seu pico de produção e apresenta um declínio em sua produtividade. Esses campos, embora ainda contenham recursos a serem extraídos, requerem técnicas de recuperação e adoção de tecnologias para manter a produtividade, dado que as pressões naturais e o volume extraído são consideravelmente menores em comparação com os estágios iniciais da produção. Contudo, a baixa produtividade tornou esses campos menos atrativos para Petrobras, que vêm concentrando seus investimentos de E&P no pré-sal, onde a produtividade é elevada e o *lifting cost*¹ é mais competitivo.

Consequentemente, parte desses campos maduros, que apresentam uma queda natural em produtividade, passaram a ser operados por empresas de menor porte, conhecidas como *junior oils*. Essas companhias têm como foco a aquisição e o desenvolvimento de ativos maduros de petróleo, com o objetivo de melhorar sua produtividade e eficiência, prolongando a vida útil desses ativos. Em geral, são companhias com estrutura de custos mais enxuta do que as *majors* - Petrobras, ExxonMobil, BP, TotalEnergies, dentre outras.

Essa transição de operadoras gera diversos questionamentos sobre os potenciais impactos econômicos e sociais nas regiões onde os campos maduros estão localizados, podendo afetar diretamente a geração de empregos, os investimentos em infraestrutura, e a arrecadação de royalties pelos municípios. Além disso, a eficiência operacional dos novos operadores é uma variável importante para garantir a continuidade da produção e, por consequência, a sustentabilidade econômica dessas áreas.

Este trabalho tem como objetivo investigar os impactos econômicos dos desin-

¹ É o custo operacional para extrair petróleo e gás de um reservatório e trazê-lo à superfície.

vestimentos da Petrobras em campos maduros, analisando como essa política tem influenciado a produção de petróleo e gás natural, a geração de empregos e a arrecadação de royalties nas economias regionais.

A Petrobras vendeu cerca de 23 ativos maduros de petróleo entre 2019-23 na execução da sua política de desinvestimentos. Dentre esses ativos, existem alguns polos que têm mais de uma concessão, como, por exemplo, Riacho da Forquilha que é um conglomerado de 34 campos de petróleo.

Ao inaugurar uma nova fase na economia do petróleo no Brasil, os desinvestimentos da Petrobras em campos maduros têm gerado potenciais consequências de longo prazo na estrutura produtiva da indústria.

2 Revisão de Literatura

A política de desinvestimento da Petrobras em campos maduros é relativamente recente e ainda tem pouca literatura a respeito dessa temática e suas implicações econômicas. No entanto, existe uma literatura vasta sobre as receitas com royalties de petróleo e o seu impacto no desenvolvimento socioeconômico dos municípios. Este capítulo revisa alguns estudos que analisam a gestão das receitas com royalties, desenvolvimento regional e desempenho operacional dos novos operadores.

O artigo de (DELGADO; GAUTO, 2020) é um dos raros trabalhos que discorre sobre a política de desinvestimento da Petrobras. Eles destacam que a adoção dessa política foi impulsionada pela necessidade da empresa em reduzir sua alavancagem financeira e focar em ativos mais rentáveis, como o pré-sal. Nesse sentido, muitos campos maduros, considerados economicamente inviáveis sob gestão da Petrobras, foram vendidos majoritariamente para as *junior oils*. Esses operadores independentes, que contam com uma estrutura de custos mais enxuta versus a estatal, conseguem revitalizar a produção de campos que estão em declínio ao implementar tecnologias de recuperação secundária e terciária nos reservatórios de petróleo.

Exemplos mencionados no artigo incluem o campo de Riacho da Forquilha (RN), adquirido pela PetroRecôncavo, que registrou um aumento de 30% na produção nos primeiros 100 dias de operação. Isso demonstra como operadores independentes conseguem aproveitar os *low-hanging fruits*, resultados rápidos alocando pouco capital e tempo. Outro exemplo é o polo de Pargo (RJ), que inclui os campos Pargo, Carapeba e Vermelho, comprado pela Perenco. A empresa conseguiu reativar cerca de 50 poços e aumentar a produção em 67% dentro de um ano após assumir o campo. Esses casos ilustram o impacto positivo dos desinvestimentos na extensão da vida útil dos campos e na potencial arrecadação de royalties.

(DELGADO; ARENTZ, 2020) exploram como pequenos operadores aproveitam ativos subutilizados para gerar resultados rápidos e eficientes. No entanto, eles alertam que essa abordagem só é bem-sucedida se acompanhada por políticas públicas de incentivo e regulamentação ambiental rigorosa para garantir práticas sustentáveis.

Os royalties provenientes da exploração de petróleo são uma das principais fontes de receita para muitos municípios produtores. Os autores (CAÇADOR; MONTE, 2013) analisaram os impactos desses recursos no Espírito Santo, observando que, embora tenham contribuído para melhorar as finanças municipais, os resultados

em termos de desenvolvimento humano foram limitados. Os autores utilizam o Índice FIRJAN de Desenvolvimento Municipal (IFDM) como métrica principal para medir os resultados em termos de desenvolvimento humano. Este índice, elaborado pela FIRJAN, é uma alternativa ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), agregando dados sobre educação, saúde e emprego/renda. A dependência excessiva das receitas de royalties tornou os municípios vulneráveis a oscilações nos preços internacionais do petróleo, comprometendo sua sustentabilidade econômica de longo prazo.

De maneira semelhante, (PEREIRA; NETO, 2017) utilizaram uma abordagem multivariada para comparar indicadores de desenvolvimento entre municípios que recebem royalties e aqueles que não recebem. Os autores concluíram que, embora os royalties aumentem as receitas disponíveis, a falta de planejamento e diversificação econômica impede que esses recursos sejam traduzidos em melhorias significativas nos indicadores sociais.

Mudando um pouco o espectro, (NUNES et al., 2023) observaram que a falta de planejamento integrado em regiões produtoras, como o Sertão Central Cabugi e Litoral Norte (RN), refere-se à ausência de uma gestão coordenada e estratégica dos royalties do petróleo entre os municípios e setores. Essa desarticulação impede que os recursos sejam utilizados de forma eficiente para diversificar a economia local e sustentar o desenvolvimento no longo prazo. Além disso, muitos municípios ainda enfrentam dificuldades para gerir esses recursos de forma eficaz, o que limita os impactos positivos dos desinvestimentos ao longo do tempo.

(REIS; SANTANA, 2015) realizaram uma análise econométrica de painel para avaliar a relação entre royalties e investimentos públicos nos municípios brasileiros entre 1999 e 2011. Os resultados mostraram que os municípios que mais dependiam dos royalties aumentaram suas despesas de capital, como investimentos em infraestrutura, mas sem evidências de diversificação econômica ou estímulo à sustentabilidade. A aplicação temporária dos recursos, caracterizada por investimentos financeiros de curto prazo ou obras pontuais sem continuidade estratégica, resultou em alocações de capital ineficazes e falta de planejamento de longo prazo. Isso contribuiu para ciclos econômicos instáveis, agravado pelo esgotamento dos campos maduros.

(SOUSA; GOMES, 2022a) ampliaram essa análise ao comparar indicadores socioeconômicos e ambientais dos principais estados produtores de petróleo no Brasil, como Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia. Apesar das vultuosas cifras recebidas

por esses estados, os resultados não demonstraram avanços proporcionais no Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) ou na infraestrutura básica, como saneamento e coleta de lixo. O estudo argumenta que a ausência de fiscalização eficaz e de políticas públicas consistentes prejudicou a conversão dos royalties em desenvolvimento sustentável.

A análise apresentada neste capítulo destaca os desafios e oportunidades associados à gestão dos royalties do petróleo e à política de desinvestimento da Petrobras em campos maduros. Enquanto operadores independentes têm demonstrado capacidade de revitalizar campos em declínio, gerando aumentos significativos de produção num curto espaço de tempo e arrecadação de royalties, a literatura aponta que a falta de planejamento integrado e a dependência excessiva dessas receitas têm limitado o impacto socioeconômico de longo prazo nos municípios produtores. O uso ineficiente dos recursos, associado à ausência de diversificação econômica e sustentabilidade, torna essas regiões vulneráveis às oscilações da *commodity* e ao esgotamento dos campos.

3 O Programa de Desinvestimentos

O programa de desinvestimentos da Petrobras representou um marco na reestruturação do setor de óleo e gás no Brasil. Este capítulo contextualiza e analisa a evolução desse programa, com foco específico nos desinvestimentos de campos maduros. O objeto de estudo consiste nos 23 polos e campos alienados no período de 2019 a 2023¹, com o detalhamento dos respectivos compradores e data da venda presentes na Tabela 1.

Tabela 1 – Campos Maduros Desinvestidos pela Petrobras

Polo/Campo	Estado	Comprador	Mês e Ano da Venda
Pargo/Carapeba/Vermelho	RJ	Perenco	Out/19
Riacho da Forquilha	RN	PetroRecôncavo	Dez/19
Macau	RN	3R Petroleum	Mai/20
Pampo e Enchova	RJ	Trident Energy	Jul/20
Ponta do Mel e Redonda	RN	Central Resources	Jul/20
Lagoa Parada	ES	Imetame Energia	Set/20
Baúna	SP	Karoon Energy	Nov/20
Tucano Sul	BA	Eagle Exploração	Dez/20
Frade	RJ	Prio	Fev/21
Rio Ventura	BA	3R Petroleum	Jul/21
Rabo Branco	SE	Petrom	Out/21
Miranga	BA	PetroRecôncavo	Dez/21
Remanso	BA	PetroRecôncavo	Dez/21
Cricaré	ES	Karavan Seacrest	Dez/21
Alagoas	AL	Origem Energia	Fev/22
Recôncavo	BA	3R Petroleum	Mai/22
Peró e Congoá	ES	3R Petroleum	Ago/22
Carmópolis	SE	Carmo Energy	Dez/22
Papa-Terra	RJ	3R Petroleum	Dez/22
Albacora Leste	RJ	Prio	Jan/23
Norte Capixaba	ES	Seacrest Petróleo	Abr/23
Potiguar	RN	PetroRecôncavo	Jun/23
Golfinho	ES	BW Energy	Ago/23

Fonte: Elaboração própria com dados da Petrobras. A data de venda corresponde ao *closing* das transações anunciado pela Petrobras em fato relevante.

O programa de desinvestimentos de ativos da Petrobras, embora intensificado a partir de 2015, teve seu início em um contexto anterior. A primeira comunicação

¹ Os polos Azulão, Maromba, Camarupim e Fazenda Belém foram desconsiderados por não se enquadrarem como campos maduros.

formal ao mercado ocorreu na apresentação do Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2011-2014. Naquele momento, o objetivo era otimizar o portfólio de ativos para financiar a expansão da companhia nas reservas do pré-sal. Essa diretriz foi materializada em 2012 com a criação do Programa de Desinvestimentos (PRODESIN), que buscava replicar uma prática já consolidada entre as grandes companhias internacionais de petróleo (*as majors*), que alienam ativos para reinvestir em novas frentes de maior retorno.

A lógica do programa foi reafirmada pela então CEO, Graça Foster, em fevereiro de 2014, durante a apresentação do PNG. Segundo a executiva: "quando nós olhamos as majors, elas desinvestem para investir em novos cardápios, em novos portfólios. E a Petrobras não fez diferente" (Petrobras, 2014). Vale destacar o contexto desta declaração: ela antecede tanto a descoberta dos escândalos de corrupção investigados pela Operação Lava Jato, que abalaram a governança da empresa, quanto a abrupta queda no preço internacional do petróleo, iniciada no segundo semestre de 2014. Este segundo fator foi motivado pela decisão da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de aumentar a produção para ampliar sua participação de mercado e inviabilizar a produção dos produtores de *shale oil* nos Estados Unidos. A magnitude deste choque de preços, ilustrada no Gráfico 1, foi impressionante: a cotação do barril de petróleo tipo Brent despencou de mais de US\$ 110 em junho de 2014 para menos de US\$ 50 em janeiro de 2015.

A confluência desses dois choques — um endógeno, ligado à crise de governança, e outro exógeno, relacionado a *commodity* — alterou profundamente a saúde financeira e as prioridades estratégicas da companhia. Consequentemente, a partir de 2015, a finalidade do programa de desinvestimentos sofreu uma mudança radical. A gestão de ativos, antes vista como uma ferramenta de otimização, tornou-se um instrumento essencial para a redução do alto endividamento da companhia. Ao final de 2016, a dívida líquida da Petrobras alcançou a expressiva marca de US\$ 96,4 bilhões, uma alavancagem equivalente a 3,76x EBITDA ajustado do ano (Petrobras, 2016a).



Figura 1 – Evolução do Preço Médio Mensal do Petróleo Brent (US\$/bbl), 2011-2025

Fonte: Elaboração própria com dados do Investing.com.

Essa nova diretriz foi explicitada por Ivan Monteiro, CEO da época, durante a apresentação do PNG 2017-2021 em setembro de 2016. Em sua fala, Ivan destacou:

Então, partindo da questão da receita da companhia, onde a gente vai ter uma política de preços competitiva, dado o volume de redução e do nível de eficiência que a gente vai buscar para essa companhia, utilizando ferramentas como, por exemplo, o Orçamento Base Zero, a incorporação de parcerias e desinvestimentos definitivo com uma política a ser explorada pela companhia nos próximos anos, como sendo a principal fonte de redução da alavancagem da companhia. (Petrobras, 2016b)

4 O Valor dos Campos Maduros

Um campo maduro de petróleo ou gás é definido como um reservatório que já passou pelo seu pico de produção e, conseqüentemente, apresenta um declínio em sua produtividade. A oportunidade para um novo ciclo de investimentos nesses ativos no Brasil surge de um fator crucial: por anos, eles não receberam a atenção e o capital necessários dentro da Petrobras, que passou a priorizar seus ativos do pré-sal. A consequência direta foi que muitos desses campos, deixados sem investimento por um longo tempo, tiveram seu declínio natural de produção acentuado.

Para os novos operadores, o primeiro pilar da criação de valor desses ativos é a revitalização da produção, aplicando tecnologias de recuperação avançada para atenuar o declínio. Essas empresas implementam métodos como a injeção de água, gás ou produtos químicos nos reservatórios, com o objetivo de aumentar a extração do petróleo e/ou gás e prolongar ao máximo a vida útil dos ativos.

O segundo pilar fundamental do modelo de negócios das junior oils é a eficiência de custos. Por possuírem uma estrutura de custos mais enxuta do que *as majors*, esses operadores conseguem tornar rentáveis campos que, dado o tamanho da Petrobras, agregavam pouco valor. O caso da PetroRio é emblemático: ao adquirir o campo de Polvo, a empresa reduziu os custos operacionais anuais em 66%, de US\$ 240 milhões para US\$ 100 milhões (Athena Capital, 2021). Um feito similar ocorreu no campo de Frade, com uma redução de 68% em relação ao orçamento do operador anterior.

Essa capacidade de melhorar a produtividade e a eficiência redefine o valor dos ativos, pois resulta em uma geração de caixa substancialmente maior e permite adiar os custos importantes como descomissionamento e abandono do campo, por exemplo. Com isso, o valor presente líquido do ativo é positivamente impactado, tornando o investimento mais atraente para o potencial comprador.

5 Arcabouço Legal dos Royalties e Participações Especiais

5.1 Royalties

No contexto da exploração dos recursos de petróleo no Brasil, duas modalidades principais fontes de receita para o Estado e como compensação à sociedade pela utilização desses bens da União: os royalties e a participação especial (PE). Embora ambos decorram da atividade de produção de petróleo e gás natural, eles possuem naturezas e critérios de aplicação diferentes entre si.

Os royalties configuram-se como uma compensação financeira obrigatória, devida pelas empresas concessionárias desde o início da produção comercial de um campo. Sua natureza é a de uma remuneração regular paga ao Estado (União, Estados e Municípios) pelo direito de explorar e produzir esses recursos naturais finitos. Essa compensação visa a retribuir à sociedade pela extração de um patrimônio que, em última instância, pertence a todos.

A estruturação e a normatização dessas duas importantes fontes de receita governamental foram estabelecidas pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo. Este dispositivo legal representou um marco para o setor no Brasil, pois, além de flexibilizar o monopólio estatal sobre as atividades petrolíferas, instituiu a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A ANP passou a ser o órgão regulador e fiscalizador do setor, com atribuições cruciais na definição das regras, no cálculo, na arrecadação e na distribuição tanto dos royalties quanto da participação especial, conforme será detalhado nas seções subsequentes.

Após a definição conceitual e a identificação da Lei do Petróleo como marco primário, é importante compreender como os royalties são efetivamente apurados e, subsequentemente, distribuídos aos entes federativos. Este mecanismo é central para entender o fluxo de receitas que os campos maduros, incluindo os desinvestidos pela Petrobras, geram para as finanças públicas.

O fato gerador dos royalties ocorre com o início da produção comercial de petróleo ou gás natural em um determinado campo. A lei, estabelece que a alíquota padrão para o cálculo dos royalties é de 10% sobre o valor da produção. Contudo,

esta mesma legislação confere à ANP a prerrogativa de reduzir esta alíquota para até 5% em casos excepcionais, considerando fatores como os riscos geológicos, as expectativas de produção, a economicidade dos projetos e a otimização da recuperação de recursos. Essa flexibilidade pode ser particularmente relevante no contexto de campos maduros, cujas características de produção e custos operacionais podem justificar alíquotas diferenciadas para viabilizar a continuidade da exploração.

5.1.1 Cálculo dos Royalties

A apuração do valor devido de royalties é realizada mensalmente. De forma simplificada, o montante é obtido pela aplicação da alíquota incidente sobre o valor da produção de petróleo e gás natural do campo. O valor da produção, por sua vez, é determinado por dois componentes: o volume de petróleo e/ou gás natural efetivamente produzido e fiscalizado pela ANP, e o respectivo preço de referência. Conforme o Decreto nº 2.705/1998 e as resoluções da ANP, o preço de referência é estabelecido mensalmente para o óleo e o gás produzidos em cada campo, considerando os preços praticados no mercado internacional e ajustados de acordo com a qualidade específica do produto, os custos de transporte e as condições de comercialização.

$$Royalties = Alquota \times Valor_{\text{produção}}$$

$$Valor_{\text{produção}} = (V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}}) + (V_{\text{GN}} \times P_{\text{GN}})$$

Onde:

- Alíquota representa o percentual previsto no contrato de concessão do campo;
- $V_{\text{petróleo}}$ é volume da produção de petróleo do campo no mês em apuração, em m^3 ;
- $P_{\text{petróleo}}$ é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em $R\$/m^3$;
- V_{GN} é o volume da produção de gás natural do campo no mês de apuração, em m^3 ;
- P_{GN} é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em $R\$/m^3$

A metodologia para o cálculo do preço de referência do petróleo ($P_{\text{petróleo}}$), conforme estabelecido pela ANP, pode ser representada pela seguinte equação geral:

$$P_{\text{petróleo}} = \epsilon \times 6,2898 \times (P_{\text{BRENT}} + D)$$

Onde:

- ϵ representa a média mensal da taxa de câmbio (R\$/USD);
- 6,2898 é o número aproximado de barris em um metro cúbico, convertendo R\$/bbl para R\$/ m^3 ;
- P_{BRENT} é a cotação média do petróleo tipo Brent (USD/bbl);
- D é um diferencial (USD/bbl) que ajusta o preço à qualidade específica do óleo nacional em relação ao Brent.

5.1.2 Distribuição dos Royalties aos Entes Federativos

Uma vez apurado o montante de royalties devido, a legislação brasileira define critérios detalhados para sua distribuição entre os entes federativos — União, Estados e Municípios. Essa repartição é um dos pilares do pacto federativo em torno das receitas com petróleo, estando regulamentada na lei.

A dinâmica da partilha varia de acordo com a localização da produção. Para campos localizados em terra (*onshore*), os royalties são divididos entre a União, que retém uma fração, o Estado produtor, que recebe uma parcela significativa, e o(s) Município(s) produtor(es). Além disso, em determinadas situações, municípios limítrofes ou afetados — como aqueles com instalações de escoamento ou processamento de petróleo — também podem receber uma pequena parte da arrecadação.

No caso de produção no mar (*offshore*), os critérios de distribuição envolvem a União, os Estados e Municípios confrontantes com a plataforma continental onde se localiza o campo produtor. A definição de confrontação leva em conta a projeção das divisas municipais sobre a linha da costa, estendidas até a área da jazida. Quando mais de um município é considerado confrontante, a parcela dos royalties correspondente é rateada com base na extensão da área de projeção, conforme estudos técnicos realizados pela ANP. Municípios que sediam operações logísticas ou portos de apoio *offshore*, mesmo sem confrontação direta, também podem ser beneficiados, conforme critérios normativos.



PERCENTUAIS MÉDIOS DE CONFRONTAÇÃO

REFERENTE À PRODUÇÃO: Janeiro de 2025

Percentuais médios de confrontação dos campos produtores correspondentes aos seus respectivos municípios confrontantes:

Campo	Contrato de Concessão	Município	UF	% médio de confrontação
ABALONE	48000.003552/97-11-ABA	ITAPEMIRIM-ES	ES	100
AGULHA	48000.003779/97-66-AG	GALINHOS-RN	RN	0.319712695
AGULHA	48000.003779/97-66-AG	GROSSOS-RN	RN	34.4439416
AGULHA	48000.003779/97-66-AG	GUAMARE-RN	RN	49.68028731
AGULHA	48000.003779/97-66-AG	TIBAU-RN	RN	15.5560584
ALBACORA	48000.003703/97-02-AB	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	RJ	64.98448325
ALBACORA	48000.003703/97-02-AB	CARAPEBUS-RJ	RJ	3.152855762
ALBACORA	48000.003703/97-02-AB	QUISSAMA-RJ	RJ	31.86266098
ALBACORA LESTE	48000.003895/97-67-ABL	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	RJ	69.43483087
ALBACORA LESTE	48000.003895/97-67-ABL	QUISSAMA-RJ	RJ	30.56516913

Figura 2 – Exemplo dos Percentuais médios de confrontação dos campos marítimos

Fonte: ANP.

Desde 2013, a Lei nº 12.858 também determina que parte das receitas federais provenientes de royalties e participações especiais, especialmente em contratos do pré-sal, seja destinada obrigatoriamente aos setores de educação e saúde.

Compreender essa dinâmica de distribuição é importante para analisar os efeitos econômicos dos desinvestimentos em campos maduros. A localização de cada campo — se terrestre ou marítimo e em que unidade federativa — determina quais entes são os receptores diretos dos royalties. Assim, a performance dos novos operadores em manter ou expandir a produção impactará diretamente os orçamentos dos estados e municípios envolvidos.

5.2 Participação Especial

Além dos royalties, que incidem sobre toda a produção comercial, a legislação brasileira prevê outra modalidade de compensação financeira devida pelas petroleiras: a Participação Especial (PE). Esta representa uma parcela adicional da receita gerada por campos que atingem elevados volumes de produção ou demonstram alta rentabilidade, permitindo ao Estado uma participação maior nos resultados dos ativos de petróleo que estão performando muito bem.

A Participação Especial (PE) é definida no Artigo 50 da Lei do Petróleo como uma compensação financeira extraordinária, devida trimestralmente pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural. O fato gerador da PE ocorre quando um campo de produção atinge um determinado nível de receita bruta,

após as deduções previstas em lei, que o caracteriza como de grande volume de produção ou de alta rentabilidade. Diferentemente dos royalties, a PE não se aplica a todos os campos produtores, mas apenas àqueles que ultrapassam os patamares de economicidade estabelecidos e geram lucros considerados excepcionais.

Uma vez apurada, a distribuição dos recursos arrecadados de Participação Especial entre os entes federativos varia significativamente conforme a localização do campo produtor (*onshore* ou *offshore*) e a legislação aplicável, especialmente considerando a data de declaração de comercialidade do campo. Atualmente, existem quatro distribuições possíveis para a destinação dos recursos da PE, são elas:

1. Para os campos terrestres: 50% são distribuídos à União, 40% aos estados produtores e 10% aos municípios produtores;
2. Para os campos marítimos com declaração de comercialidade anterior a 3 de dezembro de 2012 e considerados pré-sal: 50% dos recursos são repassados ao Fundo Social previsto na Lei nº 12.351/2010, 40% aos estados confrontantes e 10% aos municípios confrontantes;
3. Para os campos marítimos com declaração de comercialidade anterior a 3 de dezembro de 2012 e não considerados pré-sal: 50% são destinados à União, 40% aos estados confrontantes e 10% aos municípios confrontantes;
4. Para os campos marítimos com declaração de comercialidade posterior a 3 de dezembro de 2012: 50% são repassados à União, 40% aos estados confrontantes e 10% aos municípios confrontantes.

5.2.1 Cálculo da Participação Especial

O cálculo da Participação Especial é mais complexo que o dos royalties. Ele incide sobre a receita bruta da produção do campo em cada trimestre, após uma série de deduções especificadas por lei e detalhadas nos normativos da ANP. As principais deduções incluem:

- Os royalties devidos sobre a produção do trimestre;
- Os investimentos realizados na exploração do campo;
- Os custos operacionais incorridos na produção;
- A depreciação dos ativos;
- Tributos como PIS e COFINS incidentes sobre a receita.

Essa dedução sobre a receita bruta (royalties, investimentos, custos operacionais, depreciação e certos tributos) resulta em uma base de cálculo que incide as alíquotas, que podem variar significativamente de 0% até 40%.

Sobre esta base, são aplicadas alíquotas progressivas. Essas alíquotas aumentam conforme o campo se enquadra em faixas de produção trimestral (medida em barris de óleo equivalente - boe) ou rentabilidade mais elevadas. Além disso, os percentuais das alíquotas são diferenciados considerando:

- A localização da lavra (se terrestre ou marítima);
- O número de anos de produção do campo;
- E, para campos marítimos, a profundidade da lâmina d'água (profundidade batimétrica).

6 Base de Dados e Metodologia

A análise empírica deste estudo foi fundamentada em um painel de dados construído a partir de fontes públicas. A principal delas foi a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de onde foram extraídas as séries históricas mensais de produção, os valores nominais de royalties arrecadados, a localização dos campos (mar ou terra) e os municípios beneficiados pela arrecadação, incluindo os respectivos percentuais de rateio para campos marítimos.

A ANP é o órgão regulador do setor de óleo e gás no Brasil. Possui uma vasta base de dados com históricos de produção de petróleo e gás natural, detalhados por campo, plataforma e poço, além de estatísticas sobre os royalties dos municípios. Esta foi uma fonte fundamental para o projeto, permitindo comparar a eficiência operacional dos campos de petróleo e acompanhar a arrecadação de royalties dos municípios ao longo do tempo.

Um desafio metodológico significativo foi a ausência de uma base de dados consolidada com o histórico dos royalties por campo. Os dados são divulgados mensalmente e contam com uma defasagem de dois meses, ou seja, a publicação de um determinado mês se refere à competência de dois meses atrás. Os dados foram baixados, quase que manualmente e, posteriormente, foi desenvolvido um script no R para agregar e consolidar os dados em painel.

A partir do tratamento desses dados, foi construído um painel com frequência mensal para o período de janeiro de 2018 a dezembro de 2024. A estrutura longitudinal da base permite acompanhar o desempenho de cada campo ao longo do tempo, possibilitando análises de tendência e a comparação da performance dos ativos antes e depois dos desinvestimentos.

Para avaliar o impacto da mudança de gestão na produtividade dos ativos, o "evento" de interesse foi definido como a data de transferência efetiva do controle operacional de cada polo. Foi estabelecida uma janela de análise de 18 meses antes e 18 meses após esta data para comparar a performance.

Uma decisão metodológica crucial foi a definição do ponto de corte para o mês da transação, visto que os dados são mensais. Adotou-se uma regra de maioria do mês: se a venda ocorreu até o dia 15, o mês da transação foi considerado o primeiro do período pós-venda; se ocorreu após o dia 15, foi considerado o último do período pré-

venda. Esta abordagem atribui o desempenho daquele mês ao operador que esteve no controle do ativo pela maior parte do período, conferindo maior precisão à análise. A escolha de uma janela de 18 meses busca mitigar a influência de volatilidades de curto prazo e capturar um impacto de médio prazo.

A segunda fonte de dados foi a própria Petrobras. Seus comunicados ao mercado e fatos relevantes foram essenciais para determinar com precisão a data de conclusão (*closing*) de cada transação de desinvestimento, que foi definida como o marco temporal para a transferência efetiva de controle do ativo. Essa distinção é crucial, pois há um lapso temporal entre o anúncio de uma venda e sua conclusão, que depende de aprovações por parte de múltiplos órgãos reguladores. Além da ANP e do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), os processos de M&A na estatal também precisam passar pelo aval do Tribunal de Contas da União (TCU). Adicionalmente, as transcrições e os slides das apresentações dos Planos de Negócios e Gestão (PNGs) - hoje, conhecidos pelo nome de Plano Estratégico - foram fontes importantes para a construção do contexto macroeconômico e estratégico do tema de estudo.

Por fim, a série histórica dos preços do Brent foi obtida através da plataforma de dados financeiros Investing.com. Essa série possui uma dupla finalidade neste estudo: primeiramente, contextualizar o cenário macroeconômico da mudança de estratégia da Petrobras, como detalhado no Capítulo 3 e, secundamente, viabilizar o ajuste metodológico dos royalties arrecadados, permitindo isolar o efeito da variação de volume do efeito da variação de preços, conforme será detalhado nas próximas seções.

6.1 Performance dos Ativos

A partir da data de *closing*, definiu-se o marco para comparar a performance dos ativos antes e depois da mudança de operador. O objetivo é avaliar se a nova gestão trouxe ganhos de produtividade, isolando os efeitos da troca de controle do ativo.

A variável de análise selecionada foi a produção média diária de óleo equivalente (boe/d), que agrega a produção de petróleo e gás em uma unidade padronizada. A análise foi conduzida no nível de "polo", uma vez que muitos dos ativos desinvestidos compreendem um conjunto de múltiplos campos, como é o caso do Polo Riacho da Forquilha, que abrange 34 campos. Portanto, a produção de cada polo reflete o somatório da produção de todos os seus campos.

Para cada polo, foi definida uma janela de análise de 18 meses em torno da data do evento. A performance operacional foi então comparada em dois períodos distintos:

1. Período Pré-Venda: A média da produção mensal nos 18 meses imediatamente anteriores à data de closing.
2. Período Pós-Venda: A média da produção mensal nos 18 meses imediatamente posteriores à data de closing.

A escolha de uma janela temporal de 18 meses, tanto antes quanto depois do desinvestimento, é uma decisão metodológica que busca mitigar a influência de volatilidades de curto prazo e efeitos sazonais, como paradas para manutenção ou problemas operacionais pontuais. A partir da produção média de cada período, calculou-se a variação percentual, um indicador que permite quantificar diretamente o impacto da troca de operadores e, assim, avaliar de forma objetiva se a produção dos campos aumentou ou diminuiu no médio prazo após a saída da Petrobras.

6.2 Royalties e Efeito-Preço

A análise da performance operacional, por si só, não captura a totalidade do impacto econômico direto nas regiões. Para medir o impacto para os cofres públicos, foi realizada uma análise do histórico de arrecadação de royalties. Contudo, a arrecadação nominal de royalties é influenciada tanto pelo volume de produção, que de certo modo é controlado pelo operador, quanto pela volatilidade do preço internacional do petróleo e da taxa de câmbio (fatores exógenos). Para isolar o impacto atribuível à gestão dos novos operadores, foi necessário neutralizar o efeito-preço.

A metodologia para este ajuste consistiu nos seguintes passos:

1. Cálculo da Receita de Royalty por Barril no Período Base: Para cada polo, foi calculada a receita média de royalty por barril de óleo equivalente (em R\$/boe) durante o período pré-venda. Este indicador foi obtido dividindo-se o total de royalties nominais arrecadados no período pelo volume total produzido no mesmo intervalo. Este valor único serviu como uma proxy da taxa de royalty

efetiva sob o regime de preços do período pré-venda.

$$\text{Taxa de Royalty}_{\text{base}} = \frac{\sum \text{Royalties em R\$}_{(18 \text{ meses pré-venda})}}{\sum \text{Produção em boe}_{(18 \text{ meses pré-venda})}} \quad (6.1)$$

2. Criação da Série de "Royalties a Preços Constantes": Utilizando a taxa de royalty base calculada no passo anterior, uma nova série temporal de royalties ajustados foi gerada para todo o período de análise. Para cada mês, o valor ajustado foi calculado multiplicando-se a produção daquele mês pela taxa de royalty base.

$$\text{Royalties Ajustados}_{(\text{mês } t)} = \text{Produção em boe}_{(\text{mês } t)} \times \text{Taxa de Royalty}_{\text{base}} \quad (6.2)$$

Ao aplicar este procedimento, cria-se uma série de arrecadação hipotética, como se o preço do petróleo e a taxa de câmbio tivessem permanecido constantes no nível médio do período pré-venda. A comparação da média dos royalties ajustados no período pós-venda com o período pré-venda permite, portanto, atribuir a variação na arrecadação quase que exclusivamente à performance operacional do novo operador.

6.3 Análise do Impacto Socioeconômico

A etapa final deste estudo busca conectar os resultados operacionais e financeiros dos desinvestimentos com seus potenciais desdobramentos para as economias regionais, particularmente em termos de emprego e renda.

Reconhecendo a complexidade de se estabelecer uma relação causal direta e quantitativa entre a arrecadação de royalties e os indicadores socioeconômicos — o que demandaria um modelo econométrico complexo e um horizonte de tempo mais longo —, a metodologia adotada para esta etapa será qualitativa e fundamentada na revisão de literatura.

A abordagem consistirá em utilizar os resultados empíricos obtidos nas seções anteriores, sobre a variação na produção e na arrecadação de royalties ajustados, como ponto de partida para uma discussão analítica. As conclusões e os frameworks teóricos apresentados na Revisão de Literatura (Capítulo 2), especialmente os estudos de (CAÇADOR; MONTE, 2013) e (REIS; SANTANA, 2015), serão empregados para interpretar o que as variações de receita observadas podem significar para os municípios.

Dessa forma, o objetivo não é mensurar diretamente o impacto no emprego, mas sim discutir, com base em evidências acadêmicas consolidadas, como o aumento ou a diminuição das receitas de royalties, impulsionado pela mudança na gestão dos campos, pode intensificar tanto as oportunidades de desenvolvimento quanto os desafios de gestão fiscal e dependência econômica enfrentados pelas municípios.

7 Resultados

7.1 Desempenho da Produção dos Ativos Desinvestidos

A análise comparativa da produção, na janela de 18 meses antes e após a venda, revela que o conjunto de ativos desinvestidos apresentou, no consolidado, uma estabilidade na produção. Este equilíbrio mascara a forte heterogeneidade entre a performance individual dos ativos, exibida na Figura 3. A soma da produção diária de todos os polos teve uma variação praticamente nula de -0,01%, passando de 172.278 boe/d para 172.261 boe/d. Contudo, a análise do desempenho individual indica um cenário de extremos, com a mediana do crescimento sendo de -1,7%, valor que corresponde exatamente ao desempenho do polo Riacho da Forquilha, ponto médio da distribuição exibida no gráfico.

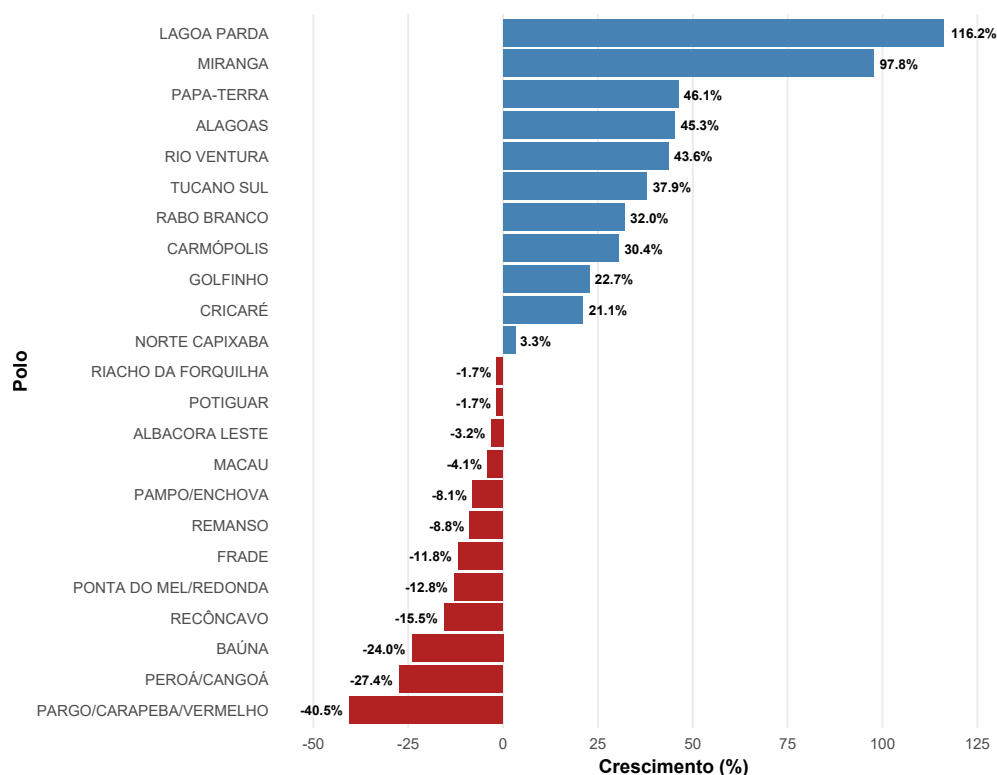


Figura 3 – Variação percentual da produção média diária (boe/d) dos polos 18 meses após a venda em comparação aos 18 meses anteriores.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP e Petrobras.

Tabela 2 – Média da produção diária dos polos 18 meses antes e 18 meses depois da venda, e crescimento percentual.

Polo	Estado	Data de Venda	Antes (boe/d)	Depois (boe/d)	Variação(%)
Alagoas	AL	2022-02-04	5 597,7	8 132,3	45,3
Albacora Leste	RJ	2023-01-26	30 763,2	29 783,1	−3,2
Baúna	SP	2020-11-06	17 970,9	13 654,9	−24,0
Carmópolis	SE	2022-12-20	4 795,8	6 255,6	30,4
Cricaré	ES	2021-12-29	1 480,0	1 792,0	21,1
Frade	RJ	2021-02-05	19 824,1	17 489,5	−11,8
Golfinho	ES	2023-08-28	7 077,3	8 682,1	22,7
Lagoa Parda	ES	2020-09-30	143,4	310,1	116,2
Macau	RN	2020-05-29	5 586,9	5 356,0	−4,1
Miranga	BA	2021-12-06	3 026,8	5 985,6	97,8
Norte Capixaba	ES	2023-04-13	5 496,2	5 678,0	3,3
Pampo/Enchova	RJ	2020-07-15	23 336,2	21 453,3	−8,1
Papa-Terra	RJ	2022-12-22	10 745,5	15 702,8	46,1
Pargo/Carapeba/Vermelho	RJ	2019-10-08	5 902,3	3 511,3	−40,5
Peroá/Cangoá	ES	2022-08-03	4 642,4	3 372,3	−27,4
Ponta do Mel/Redonda	RN	2020-07-15	547,0	476,9	−12,8
Potiguar	RN	2023-06-07	9 222,6	9 063,2	−1,7
Rabo Branco	SE	2021-10-11	156,7	206,9	32,0
Recôncavo	BA	2022-05-10	4 657,8	3 934,8	−15,5
Remanso	BA	2021-12-22	3 608,3	3 290,8	−8,8
Riacho da Forquilha	RN	2019-12-09	6 435,4	6 328,5	−1,7
Rio Ventura	BA	2021-07-14	1 087,9	1 562,0	43,6
Tucano Sul	BA	2020-12-09	173,0	238,6	37,9

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP e Petrobras.

A variabilidade entre os resultados dos polos individuais e o desempenho agregado levanta uma questão relevante: como foi a performance dos ativos de diferentes portes? Para explorar esse ponto, os 23 polos analisados foram agrupados em tercís com base em sua produção média anterior à venda. A Tabela 3 apresenta a composição de cada grupo e o desempenho médio observado em cada caso.

Tabela 3 – Desempenho da Produção por Categoria de Porte dos Ativos

Categoria de Porte	Nº de Polos	Faixa de Produção Pré-Venda (boe/d)			Variação Média (%)
		Mínima	Máxima	Média	
Pequeno	8	143,4	3608,3	1277,9	40,9
Médio	8	4642,4	6435,4	5389,3	−1,3
Grande	7	7077,3	30 763,2	16 991,4	2,9

Nota: As categorias de porte foram definidas pela divisão dos 23 polos em tercís (quantis de 33%) com base na produção média pré-venda. A Variação Média é a média aritmética das variações percentuais dos polos dentro de cada categoria.

Os dados da Tabela 3 evidenciam trajetórias bastante distintas conforme o porte dos polos. Enquanto os polos de pequeno porte apresentaram um crescimento médio expressivo de +40,9%, os de médio e grande porte tiveram desempenhos mais

modestos, com variações de -1,3% e +2,9%, respectivamente. Esse contraste ajuda a compreender por que a produção agregada permaneceu relativamente estável: o desempenho expressivo dos ativos de menor porte, em termos percentuais, foi compensado pelos resultados mais modestos, mas com maior peso absoluto, dos ativos de grande porte.

7.2 Análise da Arrecadação de Royalties

No agregado, a dinâmica da arrecadação de royalties se mostrou notavelmente distinta daquela observada na produção. Enquanto a produção total permaneceu praticamente estável, com uma variação de -0,01% no período, a arrecadação consolidada de royalties cresceu substancialmente 21,7%, saltando de R\$ 2,30 bilhões para R\$ 2,80 bilhões. Para entender as fontes deste aumento de R\$ 499,8 milhões, realizou-se uma decomposição do resultado em seus componentes de preço e quantidade.

A análise revela que o efeito preço, reflexo da valorização da *commodity* no período, foi predominante, respondendo por R\$ 421,1 milhões (ou 84%) do crescimento total. Adicionalmente, o efeito quantidade (nesse caso, volume) também teve uma contribuição positiva, ainda que de forma mais modesta, adicionando os R\$ 78,7 milhões restantes. Fica evidente, portanto, que o ciclo de alta do petróleo não apenas foi o fator preponderante para o aumento da receita, como também mais do que compensou a estagnação da produção do portfólio de campos desinvestidos.

Tabela 4 – Arrecadação Total de Royalties nos 18 Meses Antes e Após a Venda dos Polos.

Polo	Royalties Pré-Venda (R\$ mn)	Royalties Pós-Venda (R\$ mn)	Variação (%)
Alagoas	57,3	96,1	67,9
Albacora Leste	615,1	503,1	-18,2
Baúna	213,5	280,0	30,9
Carmópolis	86,1	117,6	36,5
Cricaré	20,3	23,3	14,9
Frade	194,3	351,9	81,1
Golfinho	72,8	161,7	122,1
Lagoa Parda	1,3	5,3	297,5
Macau	46,1	80,3	74,1
Miranga	32,6	56,6	73,8
Norte Capixaba	92,9	79,5	-14,5
Pampo/Enchova	245,1	348,4	42,2
Papa-Terra	151,3	263,7	74,3
Pargo/Carapeba/Vermelho	76,2	38,2	-49,9
Peroá/Cangoá	39,5	32,4	-17,9
Ponta do Mel/Redonda	5,2	7,2	39,2
Potiguar	179,9	168,7	-6,2
Rabo Branco	2,3	3,0	28,6
Recôncavo	31,7	30,5	-3,6
Remanso	52,2	57,6	10,5
Riacho da Forquilha	73,0	68,8	-5,7
Rio Ventura	10,7	24,9	133,0
Tucano Sul	0,6	1,0	75,1

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Tabela 5 – Taxa de royalties por boe nos 18 meses antes e após a venda dos polos.

Polo	Data de Venda	Royalties Pré-venda (R\$/boe)	Royalties Pós-venda (R\$/boe)	Variação (%)
Alagoas	2022-02-04	19,2	20,1	4,7
Albacora Leste	2023-01-26	37,1	30,9	-16,7
Baúna	2020-11-06	21,2	40,2	89,6
Carmópolis	2022-12-20	39,6	34,4	-13,1
Cricaré	2021-12-29	24,7	23,6	-4,5
Frade	2021-02-05	17,8	37,9	112,9
Golfinho	2023-08-28	43,2	37,9	-12,3
Lagoa Parda	2020-09-30	16,8	31,2	85,7
Macau	2020-05-29	15,3	28,1	83,7
Miranga	2021-12-06	20,3	17,0	-16,3
Norte Capixaba	2023-04-13	30,8	25,9	-15,9
Pampo/Enchova	2020-07-15	19,2	31,5	64,1
Papa-Terra	2022-12-22	33,3	30,8	-7,5
Pargo/Carapeba/Vermelho	2019-10-08	23,9	21,9	-8,4
Peroá/Cangoá	2022-08-03	15,5	16,2	4,3
Ponta do Mel/Redonda	2020-07-15	17,4	29,4	69,0
Potiguar	2023-06-07	35,8	34,1	-4,7
Rabo Branco	2021-10-11	12,6	17,5	38,8
Recôncavo	2022-05-10	12,6	13,7	8,7
Remanso	2021-12-22	25,8	31,6	22,5
Riacho da Forquilha	2019-12-09	20,6	20,8	1,1
Rio Ventura	2021-07-14	17,8	27,4	53,9
Tucano Sul	2020-12-09	6,3	8,3	32,0

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

A Tabelas 4 e 5 permitem uma análise mais detalhada dos fatores que influenciaram o desempenho de cada polo. Revelam-se dinâmicas distintas: para o polo Miranga, por exemplo, a arrecadação total cresceu expressivos 73,8%, apesar de uma queda de 16,3% na taxa de R\$/boe. Isso indica que o aumento no volume de

produção foi tão significativo que mais do que compensou a menor geração de valor por barril no período.

O caso do polo Frade ilustra a dinâmica oposta. A taxa de R\$/boe mais do que dobrou (aumento de 112,9%), impulsionada pelo cenário de preços, o que levou a um crescimento de 81,1% na arrecadação total, mesmo com a queda no volume de produção do campo. Em contrapartida, para Albacora Leste, tanto o volume quanto a taxa R\$/boe caíram, resultando em uma queda de 18,2% na arrecadação.

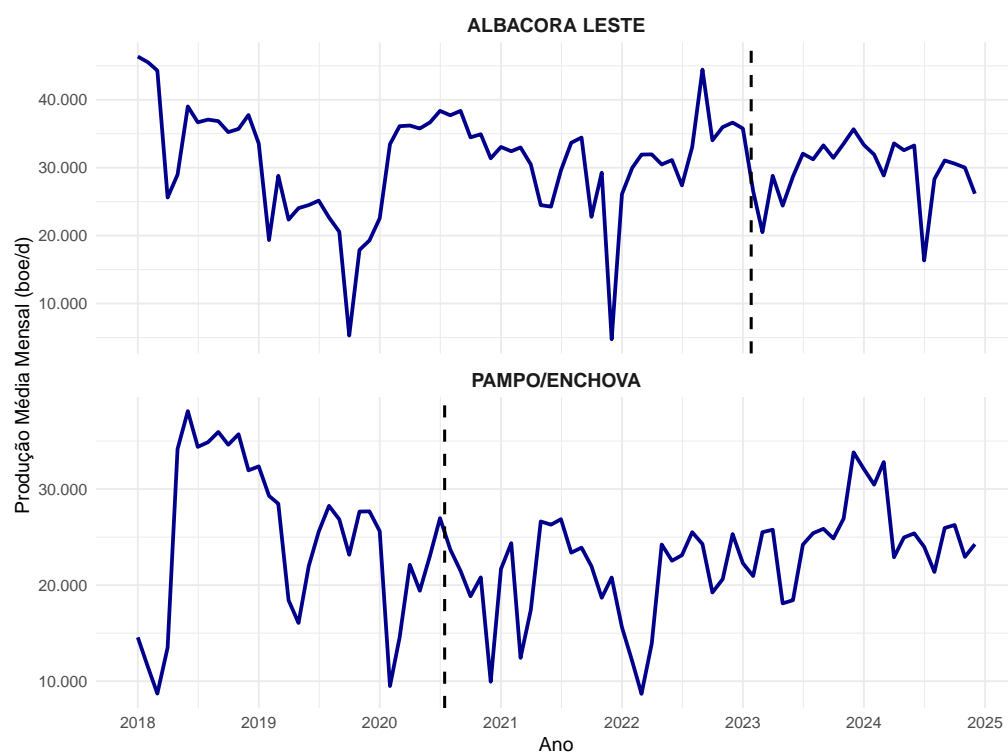
Essa análise comparativa, portanto, evidencia que o resultado final da arrecadação de royalties para cada ativo foi determinado por um balanço entre a performance operacional (efeito volume) e o contexto macroeconômico (efeito preço), com diferentes polos exibindo sensibilidades distintas a cada um desses fatores.

7.3 Estudo de Caso

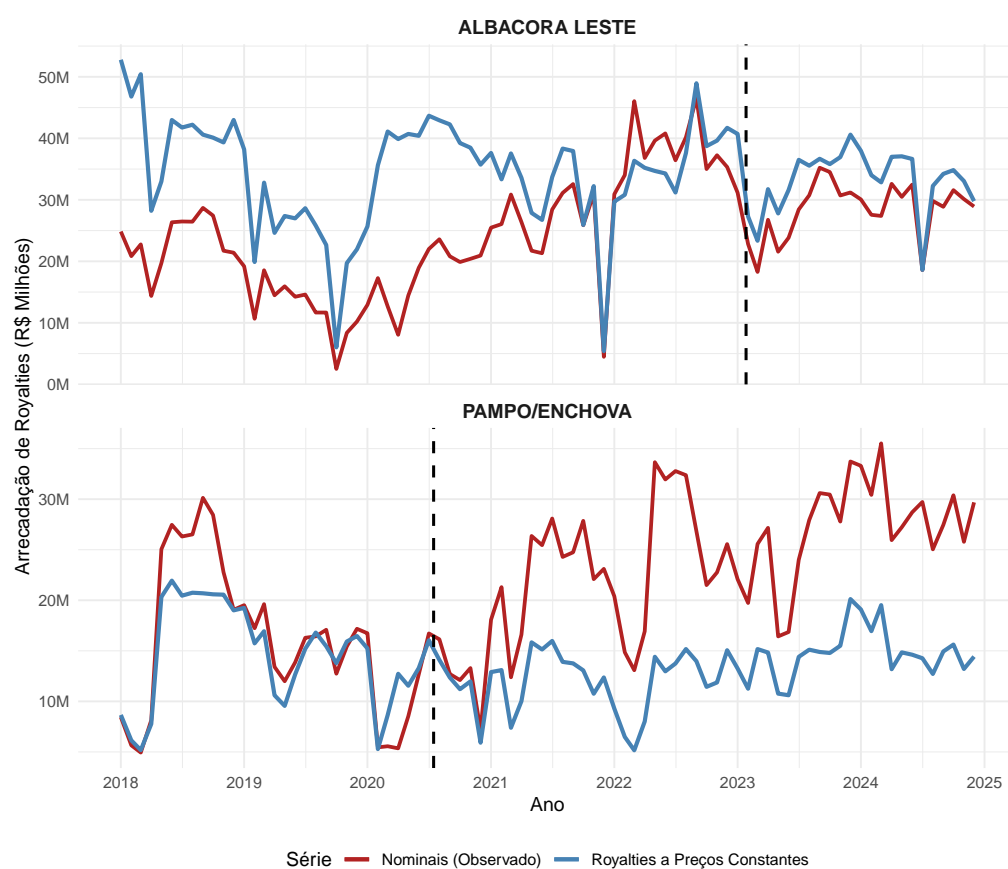
Finalmente, para verificar se as conclusões da janela de 18 meses se sustentam no longo prazo para os ativos mais relevantes do portfólio, realizou-se um estudo de caso sobre os dois maiores polos: Albacora Leste e Pampo/Enchova. A Figura 4 apresenta a evolução temporal da produção e dos royalties desses ativos.

Para Albacora Leste, o painel (a) mostra que a tendência de declínio da produção, embora volátil, já era uma característica estrutural anos antes da venda. Após a transação no início de 2023, a produção parece se estabilizar em um novo patamar, interrompendo a queda mais acentuada observada anteriormente. No painel (b), a arrecadação de royalties nominais acompanha de perto a série a preços constantes até a venda, quando se descola e passa a operar em um nível superior, evidenciando o forte e imediato impacto do ciclo de preços da *commodity*.

Para Pampo/Enchova, a dinâmica é ainda mais reveladora. O campo apresentava um claro declínio de produção até a data da venda em meados de 2020. No período pós-venda, no entanto, a trajetória se altera, indicando uma estabilização e até uma leve recuperação do volume produzido ao longo de 2021 e 2022. A análise dos royalties no painel (b) corrobora a influência macroeconômica: a divergência entre a arrecadação nominal e a série a preços constantes não é imediata após a venda, mas se torna pronunciada a partir de meados de 2021, acompanhando o movimento de preço do petróleo.



(a) Evolução da Produção (boe/d)



(b) Evolução da Arrecadação de Royalties (R\$)

Figura 4 – Trajetória de Longo Prazo de Produção e Royalties para os Maiores Polos.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP e Petrobras.

8 Conclusão

Em síntese, o impacto do programa de desinvestimentos da Petrobras sobre o conjunto de ativos analisados se mostrou heterogêneo. A análise revelou que, enquanto a produção consolidada de óleo e gás dos 23 ativos desinvestidos permaneceu estagnada, a arrecadação de royalties cresceu expressivos 21,7%, um efeito majoritariamente atribuível à variação da *commodity* no período. Além disso, a investigação da performance individual demonstrou que os ativos de pequeno porte foram os grandes destaques em termos de crescimento percentual da produção, sugerindo que a troca de gestão foi particularmente eficaz para destravar o potencial desses campos.

Para a Petrobras, a estratégia de focar em ativos do pré-sal, se mostra acertada, pois não houve perda na produção agregada. Enquanto, para os novos operadores, os resultados indicam que há um modelo de negócios viável na revitalização de campos menores, com potencial de ganhos de eficiência. E, para a política pública, a diversificação de agentes no setor não representou uma ameaça à produção e pode, em um cenário de preços favorável, impulsionar a receita com royalties.

Para contextualizar a magnitude do portfólio de ativos desinvestidos, sua arrecadação total de R\$ 2,8 bilhões em royalties (soma dos 18 meses pós-venda de cada ativo) pode ser posta em perspectiva. Como detalhado no Apêndice, o campo Tupi, o maior campo do pré-sal, gerou sozinho uma arrecadação de aproximadamente R\$ 19,3 bilhões em uma janela recente de 18 meses, entre janeiro de 2023 e junho de 2024. Embora os períodos de análise não sejam coincidentes para todos os polos, a comparação de ordens de grandeza distintas destaca a racionalidade econômica da estratégia de desinvestimento da Petrobras: a concentração de capital e foco operacional em um número restrito de ativos de classe mundial, cuja performance individual é muito superior a de dezenas de campos maduros combinados.

O aumento na arrecadação de royalties é o principal mecanismo pelo qual os desinvestimentos impactam diretamente as finanças públicas. Contudo, como apontado pela literatura (CAÇADOR; MONTE, 2013; PEREIRA; NETO, 2017), uma maior receita de royalties não se traduz automaticamente em desenvolvimento socioeconômico sustentável. Por um lado, essa injeção de capital representa uma oportunidade para os governos locais investirem em infraestrutura, saúde e educação. Vale ressaltar que, conforme determinado por lei, parte das receitas com royalties é obrigatoriamente destinada a esses dois setores, reforçando o potencial impacto dessa fonte de recurso. Por outro lado, os estudos de (REIS; SANTANA, 2015)

alertam para os riscos da 'maldição dos recursos', como a dependência fiscal e a vulnerabilidade a choques de preços.

No que tange ao emprego e à atividade econômica, a revitalização de campos por junior oils, que explica o crescimento expressivo dos polos de pequeno porte (+40,9%), sugere um potencial impacto positivo. Como indicam (DELGADO; GAUTO, 2020), operadores independentes com foco em ativos maduros tendem a realizar investimentos de recuperação que podem manter e até gerar postos de trabalho diretos e indiretos. Portanto, a política de desinvestimentos parece criar as condições para a extensão da vida útil dos campos e, conseqüentemente, da atividade econômica regional associada.

Bibliografia

- Athena Capital. *BRZ JUNIOR OILS: TIME TO STEP UP*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://athenacap.com.br/wp-content/uploads/2021/07/Athena-Capital-Carta-14-Jun2021.pdf>>.
- BARROS, D. M.; LIMA, L. D. d. Orçamento público, região e financiamento em saúde: rendas do petróleo e desigualdades entre municípios. *Ciência & Saúde Coletiva*, ABRASCO - Associação Brasileira de Saúde Coletiva, v. 20, n. 10, p. 2973–2984, 10 2015. ISSN 1413-8123. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/1413-812320152010.00722015>>.
- CAVALLI, I. G. E. et al. O sistema de inovação petrolífero sergipano frente aos desinvestimentos da petrobras: a reorganização da inovação a partir de transformações no mercado. Universidade Federal da Bahia, 2023.
- CAÇADOR, S. B.; MONTE, E. Z. Impactos dos royalties do petróleo nos indicadores de desenvolvimento dos municípios do espírito santo. *Interações (Campo Grande)*, Universidade Católica Dom Bosco, v. 14, n. 2, p. 267–278, 7 2013. ISSN 1518-7012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S1518-70122013000200012>>.
- DELGADO, F.; ARENTZ, C. A caixa de pandora, a esperança e os desinvestimentos da petrobras. *Revista Conjuntura Econômica*, v. 74, n. 11, p. 56–58, 2020.
- DELGADO, F.; GAUTO, M. O poder socioeconômico multiplicador dos desinvestimentos da petrobras. *Revista Conjuntura Econômica*, v. 74, n. 8, p. 58–62, 2020.
- GODOY, A. L. C.; TÂNGARI, V. R. Royalties do petróleo, transformações urbanas e segregação espacial em campos dos goytacazes (rj). *Oculum Ensaaios*, v. 21, p. 1–19, 3 2024. Disponível em: <<https://periodicos.puc-campinas.edu.br/oculum/article/view/5349>>.
- MARTINEZ, A. L.; REIS, S. D. S. Impacto dos royalties do petróleo no índice de educação básica: análise do caso dos municípios capixabas. *RACE - Revista de Administração, Contabilidade e Economia*, v. 15, p. 505–530, 7 2016. Disponível em: <<https://periodicos.unoesc.edu.br/race/article/view/9590>>.
- NOVAES, R. C. S. *Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009.
- NUNES, E. M.; AZEVEDO, E. S. da S.; QUEIROZ, D. K. de. A dinâmica regional dos royalties do petróleo no território rural sertão central cabugi e litoral norte, rio grande do norte. *Geosul*, v. 38, n. 87, p. 317–344, 2023.
- PEREIRA, D. A. L.; NETO, A. C. Índices de desenvolvimento municipais e royalties do petróleo: uma abordagem multivariada de comparação de perfis entre municípios que recebem ou não royalties pelo petróleo produzido. *Revista*

Gestão da Produção Operações e Sistemas, v. 12, p. 238, 9 2017. Disponível em: <<https://revista.feb.unesp.br/gepros/article/view/1712>>.

Petrobras. *Transcrição da Conferência com Investidores e Jornistas: Plano de Negócios e Gestão 2014-2018*. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/apresentacoescentral-de-downloads/5e4a439d9fb59a1f1edab8b9aaabbd540dbeb9a60f2854595b7ab1ff3c567019/transcricao_pe_2030_png_201418_petrobras.pdf>.

Petrobras. *Comentários sobre o Desempenho Financeiro: 4º Trimestre de 2016*. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/central-de-resultadoscentral-de-downloads/c50d663df2b64d6b129e52738eacfa7f7f34e07fc46fcc14e1a48bafb3f8bab1/rmf_4t16_ifrs_usd.pdf>.

Petrobras. *Transcrição do Webcast: Apresentação do Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021*. Rio de Janeiro, 2016. Publicado em 20 de setembro de 2016. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/apresentacoescentral-de-downloads/ee34693a0a9aca8ab5da64ddbe23190b3b468096ce8b5eff87d5fb171830ebfe/transcricao_plano_estrategico_e_plano_de_negocios_.pdf>.

POSTALI, F. A. S.; NISHIJIMA, M. Distribuição das rendas do petróleo e indicadores de desenvolvimento municipal no Brasil nos anos 2000. *Estudos Econômicos (São Paulo)*, Departamento de Economia; Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Atuária da Universidade de São Paulo (FEA-USP), v. 41, n. 2, p. 463–485, 4 2011. ISSN 0101-4161. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0101-41612011000200010>>.

REIS, D. A.; SANTANA, J. R. Os efeitos da aplicação dos royalties petrolíferos sobre os investimentos públicos nos municípios brasileiros. *Revista de Administração Pública*, Fundação Getúlio Vargas, v. 49, n. 1, p. 91–118, 1 2015. ISSN 0034-7612. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/0034-76121815>>.

SOUSA, R. D. R. d.; GOMES, E. T. A. The main oil producing states in Brazil and the effects of applying the resources of oil royalties. *Research, Society and Development*, v. 11, p. e222111234376, 9 2022. Disponível em: <<https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/34376>>.

SOUSA, R. D. R. de; GOMES, E. T. A. Os principais estados produtores de petróleo no Brasil e os efeitos da aplicação dos recursos dos royalties do petróleo. *Research, Society and Development*, v. 11, n. 12, p. e222111234376–e222111234376, 2022.

A Apêndice

Para contextualizar a escala dos ativos desinvestidos analisados neste trabalho, este apêndice apresenta a trajetória histórica de produção e arrecadação de royalties para os campos de Tupi e Búzios, os principais campos de petróleo da Petrobras. Os dados foram extraídos dos painéis dinâmicos da ANP.

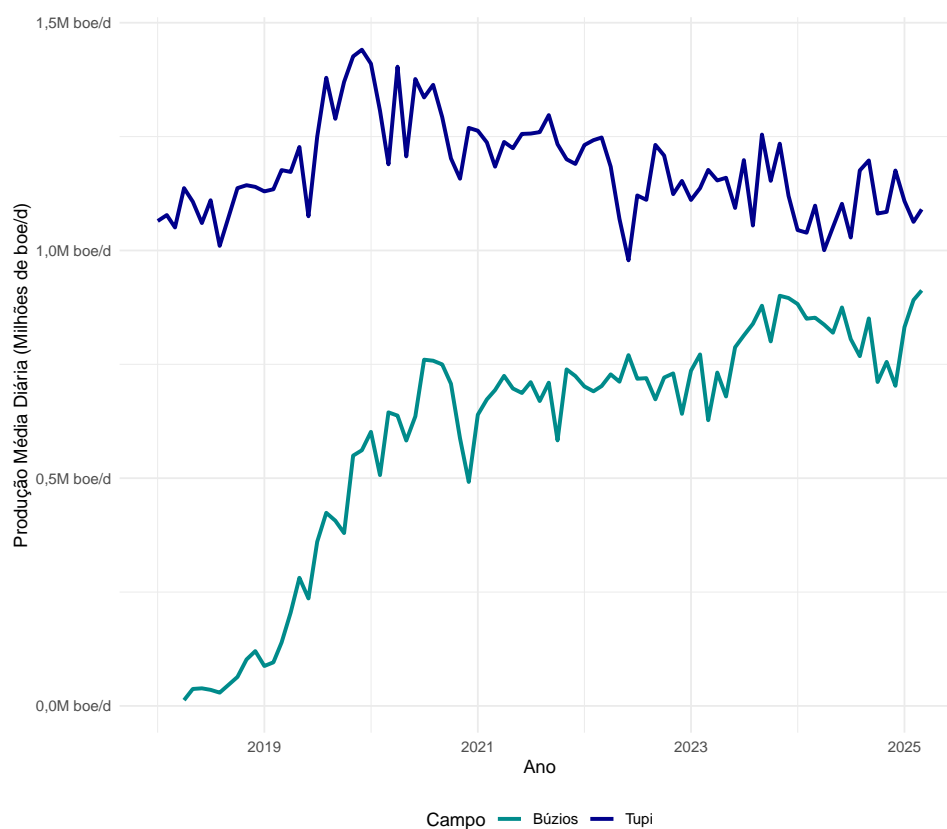


Figura 5 – Evolução da Produção Média Diária (boe/d)

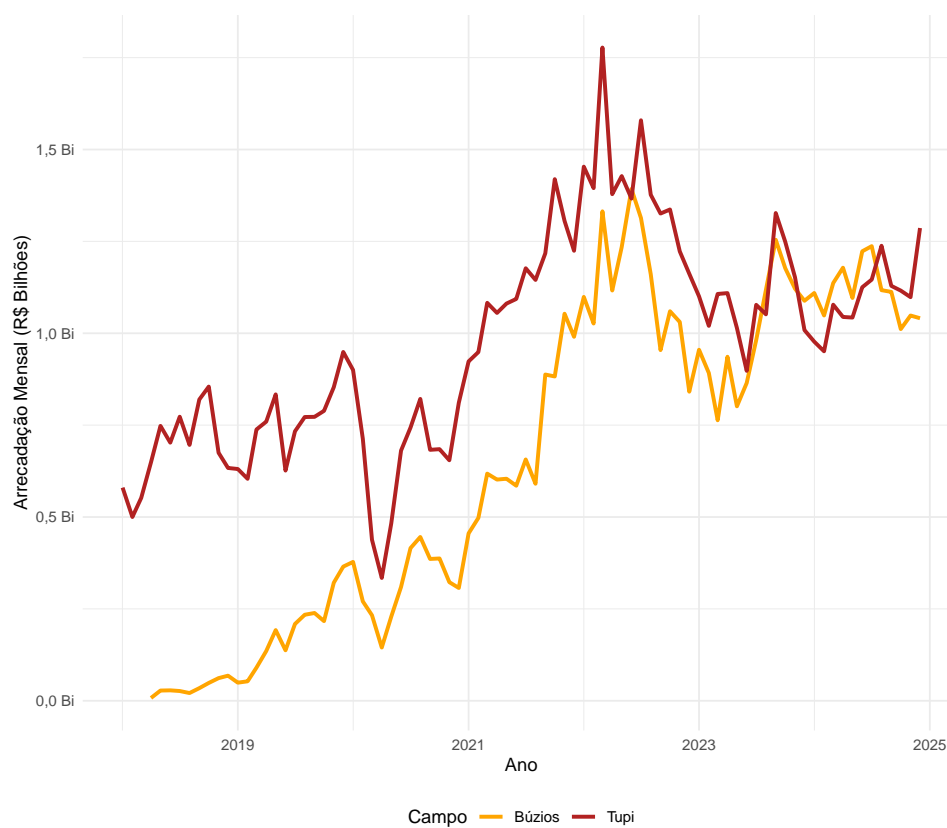


Figura 6 – Evolução da Arrecadação Mensal de Royalties (R\$ bilhões)

Fonte: Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.