



Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros: **impactos sobre a atividade petrolífera**

Superintendência de Defesa da Concorrência



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



SÉRIE

ESTUDOS ECONÔMICOS ESTRATÉGICOS

#2



Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros: impactos sobre a atividade petrolífera

Superintendência de Defesa da Concorrência



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Christine de Santana Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Bruno Conde Caselli

Estudo Econômico Estratégico elaborado pelos servidores da SDC

Andre Suriane da Silva

Joana Duarte Ouro Alves

Joao Victor Goncalves Gouvea

Laura Rodrigues Alves Soares

Luis Eduardo Esteves

Thiers de Cruz e Alves

Este estudo contou com o apoio da Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP, que não só forneceu os dados necessários, mas também ofereceu sugestões valiosas que enriqueceram o conteúdo.

Os autores também agradecem os comentários e contribuições das demais equipes da Superintendência de Defesa da Concorrência - SDC, da Superintendência de Participações Governamentais - SPG, e da assessoria da Diretoria IV.

O conteúdo deste trabalho não representa a posição da ANP e não vincula qualquer ação normativa da agência, sendo de exclusiva responsabilidade de seus autores.

Sumário

INTRODUÇÃO	6
1. ARCABOUÇO TEÓRICO.....	8
1.1 ASPECTOS FISCAIS DA EXTRAÇÃO DE RECURSOS PETROLÍFEROS	8
1.2. ROYALTIES DO PETRÓLEO	14
1.2.1. <i>Royalties como instrumento fiscal</i>	16
1.2.2. <i>Regressividade dos royalties e ciclo de vida dos campos</i>	18
1.3. EVIDÊNCIAS EMPÍRICAS DOS EFEITOS DE INCENTIVOS FISCAIS SOBRE A ATIVIDADE PETROLÍFERA	22
2. ANTECEDENTES INSTITUCIONAIS.....	33
3. MÉTODO	37
3.1. AVALIAÇÃO DE IMPACTO DE POLÍTICAS PÚBLICAS	37
3.2. ESTIMADOR DE DIFERENÇAS EM DIFERENÇAS	38
3.3. MODELO TEÓRICO	39
4. DADOS.....	42
4.1. AMOSTRA DE CAMPOS: GRUPOS DE CONTROLE E TRATAMENTO	42
4.1.1 CAMPOS EXPOSTOS A OUTRAS MEDIDAS DE INCENTIVO	43
4.2. INDICADOR DE ATIVIDADE DO CAMPO.....	45
4.3. ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS	47
5. RESULTADOS.....	56
5.1. INTERVENÇÕES NOS CAMPOS EM TERRA	57
5.2. INTERVENÇÕES NOS CAMPOS EM MAR	61
6. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	65
CONCLUSÃO	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73

ANEXO 1.....	80
AMOSTRA DE CAMPOS COM TEMPO DE PRODUÇÃO MAIOR OU IGUAL A 25 ANOS*	80
ANEXO 2.....	85
AMOSTRA DE CAMPOS COM REDUÇÃO DE ROYALTIES SOLICITADA E DEFERIDA POR EFEITOS DA RESOLUÇÃO 749/2019.....	85
ANEXO 3.....	87
ANÁLISE DE TENDÊNCIAS PARALELAS – INTERAÇÕES TEMPO E TRATAMENTO.....	87
ANEXO 4.....	90
AMOSTRA DE CAMPOS UTILIZADA PARA O CÁLCULO DO VALOR MÉDIO DAS INTERVENÇÕES (PAT EXECUTADO)	90
ANEXO 5.....	94
TABELA DE CORRESPONDÊNCIA ENTRE ATIVIDADES DO PAT E TIPO DE INTERVENÇÃO NO POÇO.....	94
ANEXO 6.....	95
CÁLCULO DA PRODUÇÃO INCREMENTAL MÉDIA - CAMPOS COM ALÍQUOTAS REDUZIDAS NO PERÍODO POSTERIOR À APROVAÇÃO DA REDUÇÃO DE ROYALTIES*	95
ANEXO 7.....	101
CÁLCULO DOS ROYALTIES SOBRE A PRODUÇÃO INCREMENTAL - CAMPOS COM ALÍQUOTAS REDUZIDAS NO PERÍODO POSTERIOR À APROVAÇÃO DA REDUÇÃO DE ROYALTIES*	101

Introdução

A indústria mundial de petróleo e gás natural exerce um papel fundamental na promoção do desenvolvimento econômico e social, provendo o acesso à energia e gerando renda para os países detentores de reservas. Por esta razão, políticas de estímulo às atividades de exploração, desenvolvimento e produção (E&P) são comuns em todo o mundo. Em geral, as medidas consistem em estímulos tributários, com redução de alíquotas de impostos sobre as atividades de E&P. Os benefícios tendem a ser direcionados para áreas cuja economicidade da produção é comprometida, em decorrência de fatores associados aos níveis de risco exploratório – localização das reservas, maturidade dos campos, baixo volume remanescente etc.

A análise dos impactos da tributação sobre a extração de recursos naturais é uma contribuição central da economia dos recursos naturais.¹ Uma vasta literatura empírica internacional investiga esta relação, especialmente em países que têm por tradição flexibilizar seus regimes fiscais em resposta às condições econômicas da indústria. No Brasil, algumas políticas de incentivo à atividade petrolífera foram promovidas nos últimos anos, regulamentadas por uma série de normas: Resolução ANP 749/2018², Resolução ANP 853/2021³, Resolução

¹ BROWN, J. P.; MANILOFF, P.; MANNING, D. T. Spatially variable taxation and resource extraction: The impact of state oil taxes on drilling in the US. **Journal of Environmental Economics and Management**, [s. l.], v. 103, p. 102354, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2020.102354>

² ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 749/2018 - Concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros**. 2018b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros>. Acesso em: 8 fev. 2024.

³ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 853/2021 - Redução da alíquota de royalties para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-853-2021-dispoe-sobre-a-reducao-da-aliquota-de-royalties-para-campos-concedidos-a-empresas-de-pequeno-ou-medio-porte>. Acesso em: 2 maio 2024.

ANP 877/2022⁴ e Resolução CNPE 05/2022⁵. Contudo, os efeitos destes incentivos sobre a atividade petrolífera na indústria brasileira ainda não foram completamente investigados.

Este estudo teve por objetivo estimar o impacto da primeira política de incentivo promovida pelo Brasil no período recente, instituída por meio da Resolução ANP 749/2018. A medida regulamentou a redução das alíquotas de royalties sobre o valor da produção incremental realizada em campos maduros no país, ou seja, teve por objetivo estimular níveis de produção acima do esperado em campos ao final do seu ciclo de vida. Para avaliar a eficácia da política, foram investigados os impactos da resolução sobre indicadores de atividade petrolífera em campos maduros brasileiros. A partir da construção de um painel de dados, o trabalho acompanhou o número de intervenções em 190 campos maduros (com tempo de produção acima de 25 anos), no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2023, ou seja, cinco anos antes e cinco anos após a publicação da Resolução ANP 749/2018.

Com base em uma metodologia bem estabelecida para avaliação de impacto de políticas públicas, e utilização do estimador de diferenças em diferenças⁶, foram comparados indicadores de atividade entre campos beneficiados e não beneficiados pela resolução, antes e depois da medida de incentivo. A utilização deste tipo de modelagem estatística permite isolar o efeito causal da política de redução de royalties sobre o indicador de atividade do campo, ou seja, exclui a influência de outras variáveis sobre o número de intervenções dos campos, contemplados ou não com o benefício fiscal.

⁴ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 877/2022 - Enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal**. [S. l.], 2022b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-877-2022-dispoe-sobre-o-enquadramento-de-campos-e-acumulacoes-de-petroleo-e-gas-natural-que-apresentem-economicidade-ou-producao-marginal>. Acesso em: 2 maio 2024.

⁵ CNPE, C. N. de P. E. **Resolução CNPE 5/2022 - Medidas de estímulo ao desenvolvimento e produção de campos ou acumulações de hidrocarbonetos de economicidade marginal**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=435157>. Acesso em: 2 maio 2024.

⁶ WOOLDRIDGE, J. M. **Introductory Econometrics: A Modern Approach**. 5th Editioned. South-Western Pub, Mason: Congage, 2013.

Os resultados indicaram que tanto a publicação da Resolução ANP 749/2018 quanto a aprovação da medida para os campos elegíveis ao benefício exerceram efeitos positivos sobre os níveis de atividade dos campos maduros, em especial as intervenções de perfuração e completação nos campos em terra. Nos campos em mar, os resultados sugerem uma redução no número de intervenções de perfuração após a publicação da Resolução ANP 749/2018. Contudo, após a aprovação da redução de royalties para os campos em mar beneficiados pela medida, houve aumento das intervenções de completação. Não foram observados efeitos significativos da política sobre as intervenções de abandono, seja nos campos em terra ou em mar. Em adição aos efeitos da política sobre os investimentos nos campos, foram calculados os valores de produção incremental e royalties recolhidos após a redução de alíquota ter sido efetivada em cada campo.

O trabalho é apresentado em 6 seções, além desta introdução. A primeira seção trata do arcabouço teórico da pesquisa, com apresentação dos aspectos fiscais da extração de recursos naturais, discutindo, em especial, a utilização dos royalties como instrumento fiscal no regime brasileiro. Esta seção também apresenta a revisão da literatura empírica internacional sobre incentivos tributários voltados para atividades petrolíferas. A seção 2 contextualiza o tema para o Brasil, descrevendo o arcabouço institucional relativo à publicação da Resolução ANP 749/2018. As seções 3 e 4 descrevem a metodologia e dados utilizados, com apresentação das estatísticas descritivas para as amostras de campos beneficiados e não beneficiados pela política. Por fim, as seções 5 e 6 apresentam os resultados do trabalho e suas implicações econômicas.

1. Arcabouço Teórico

1.1 Aspectos fiscais da extração de recursos petrolíferos

A indústria mundial de petróleo e gás natural é um setor de grande importância econômica global, e, para os países detentores de reservas, a extração destes

recursos pode contribuir de forma relevante no crescimento das economias nacionais. A exploração de recursos petrolíferos tem o potencial de gerar riqueza e produzir efeitos em toda a cadeia produtiva do petróleo, além de gerar receitas fiscais para os governos detentores de reservas. O estabelecimento de regimes jurídicos, regulatórios e contratuais para a exploração, desenvolvimento e produção do petróleo e gás natural (E&P) é fator fundamental para o funcionamento adequado da atividade petrolífera e do fluxo de receitas decorrentes da produção de petróleo e gás natural.

Tais acordos são definidos na literatura como “regimes fiscais”. Johnston⁷ (1994, apud Ferreira⁸, 2020) os define como o conjunto de normas, legais ou contratuais, tributárias ou não, que regulam as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos em determinada região. Ravagnani (2012⁹, apud Ferreira¹⁰, 2020) restringe esta definição, conceituando regime fiscal como o conjunto de normas, escritas ou não, que determina a divisão das receitas geradas pela exploração e produção de petróleo, excetuando as questões não relacionadas à repartição de receitas (aspectos ambientais, por exemplo).

A despeito da amplitude das definições, o desejo de que a atividade petrolífera fomenta elevados níveis de receitas é compartilhado por governos e empresas petrolíferas em todo o mundo. Contudo, na prática, nem sempre os objetivos dos agentes no setor petrolífero são convergentes, o que segrega a literatura teórica sobre regimes fiscais em diferentes linhas. Para Johnston (1994)¹¹, um governo busca maximizar a riqueza de seus recursos naturais incentivando níveis

⁷ JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. First Edition. Tulsa, Okla: Pennwell Books, 1994.

⁸ FERREIRA, G. H. **Regimes de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil: uma proposta de reforma**. 2020. - Escola Nacional de Administração Pública, [s. l.], 2020. Disponível em: <https://repositorio.enap.gov.br/bitstream/1/6252/1/GUSTAVO%20HENRIQUE%20FERREIRA.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2024.

⁹ RAVAGNANI, A. T. *et al.* Royalty and Tax versus Production-Sharing Petroleum Fiscal Models: An Analysis of Risk and Return of the Optimal Production Strategy Applied in Brazil. *Em: SPE LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 2012. **Anais [...]**. [S. l.]: OnePetro, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/153487-MS>. Acesso em: 29 abr. 2024.

¹⁰ FERREIRA, 2020.

¹¹ JOHNSTON, 1994.

apropriados de exploração e desenvolvimento, e, para tanto, deve conceber regimes fiscais eficientes a partir da perspectiva empresarial, que pondera os custos (geológicos e políticos) e benefícios (dimensionamento dos recursos, tecnologia e preços). Para Tordo (2007)¹², por outro lado, enquanto governos pretendem maximizar a receita oriunda da atividade petrolífera ao longo do tempo e integrá-la a metas de desenvolvimento socioeconômico, as empresas buscam retornos para seus investimentos consistentes com os riscos associados aos projetos e estratégias corporativas. Abdo (2010)¹³ classifica as definições concentrado no papel dos governos. Governos “proprietários”, nos quais os impostos sobre a atividade petrolífera expressam o pagamento pelo acesso aos recursos soberanos, independente das circunstâncias econômicas das empresas; e governos “não proprietários”, quando o regime fiscal estabelecido reflete maior preocupação com a rentabilidade do setor petrolífero, objetivando a promoção uma tributação eficiente ou neutra.¹⁴

Na prática, em geral, os governos tentam combinar características dos regimes fiscais petrolíferos proprietários e não proprietários, adaptando as regras considerando o contexto geológico e a realidade econômica e social de cada país. Essa constante adaptação dos modelos a partir de características singulares resultam em uma diversidade de regimes fiscais que buscam equilibrar dois

¹² TORDO, S. **Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues**. [S. l.]: The World Bank, 2007. (World Bank Working Papers). Disponível em: <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-7266-1>. Acesso em: 24 abr. 2024.

¹³ ABDO, H. The taxation of UK oil and gas production: Why the windfalls got away. **Energy Policy**, [s. l.], v. 38, n. 10, The socio-economic transition towards a hydrogen economy - findings from European research, with regular papers, p. 5625–5635, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.010>

¹⁴ Esta visão está muito próxima da apresentada por MOMMER (1999), que dividiu os regimes fiscais em proprietários e liberais. Realizando um contraste analítico (que considerou os extremos) entre os regimes proprietários e liberais, o autor identificou pontos positivos e negativos associados a cada regime. Os regimes liberais visam expandir a produção favorecendo o livre fluxo de investimento que atua de acordo com os indicadores econômicos, tais como o preço do petróleo e os custos de produção. Já os regimes proprietários são motivados pela captura da renda econômica decorrente da extração do petróleo. Desta forma, cada regime impacta os preços do petróleo e o fluxo de investimentos de maneira distinta. Enquanto os regimes liberais permitem que as decisões de investimentos sejam determinadas por agentes de mercado e por suas expectativas e determinações a partir dos indicadores econômicos, regimes proprietários tem por pressuposto maximizar as rendas decorrentes da extração do petróleo. MOMMER, B. **Oil prices and fiscal regimes**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 1999. *E-book*.

objetivos governamentais aparentemente incompatíveis. Por um lado, o governo busca elevar a receita advinda da extração de recursos e, por outro lado, considerando que aumentos nas atividades de E&P podem elevar os níveis de receita corrente e futura, poderá admitir estímulos fiscais à atividade. O fato é que, para que objetivos públicos e privados possam ser conciliados, os países dependem de acordos institucionais transparentes e de regimes fiscais neutros e flexíveis.¹⁵ A literatura conceitua um “bom regime fiscal” como fator fundamental para o sucesso da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos, seja sob ótica do governo ou das empresas. Para tanto, uma série de características são apontadas pela literatura como benéficas para um regime fiscal eficiente:¹⁶

Neutralidade

Os instrumentos fiscais devem ser neutros no sentido de não distorcer decisões ótimas dos agentes econômicos. A propriedade da neutralidade pode ser entendida como a capacidade de determinado regime fiscal em não alterar decisões de investimento e produção, seja no nível da firma ou no conjunto das indústrias. Em termos econômicos, alterações fiscais podem afetar os preços absolutos, mas não devem alterar os preços relativos do setor.

Progressividade

O instrumento fiscal deve permitir a distribuição da carga tributária de forma progressiva, onerando a produção em cenários de maior rentabilidade (maiores receitas, menores custos, menores riscos) e estimulando a produção em cenários de baixa rentabilidade (menores receitas, maiores custos, maiores riscos). A propriedade da progressividade busca manter a atratividade do investimento em cenários de preços baixos e/ou custos elevados e preserva a arrecadação estatal em cenários de preços altos e/ou custos baixos.

¹⁵ TORDO, 2007.

¹⁶ FERREIRA, 2020.

Simplicidade

O regime deve facilitar a compreensão das normas fiscais pelos agentes públicos e privados, bem como a atuação ágil, tempestiva e de custo reduzido tanto no recolhimento das receitas e sua comprovação pelos agentes privados quanto na verificação da conformidade deste recolhimento pelos agentes públicos.

Estabilidade

Ambiente fiscal previsível, que não se altera ao longo dos contratos ou cujas alterações são previsíveis de forma a preservar o equilíbrio dos contratos. A estabilidade do sistema fiscal permite que as empresas estabeleçam um planejamento a longo prazo e reduzam a incerteza.

Os princípios almejados para uma tributação bem-sucedida são ideais e, por conseguinte, conflitantes em muitos cenários. A escolha do regime fiscal mais adequado ao contexto de cada país e sua sociedade parte de uma definição clara dos objetivos governamentais estratégicos para a exploração de recursos petrolíferos, considerando as consequências econômicas e sociais da priorização de cada princípio no regime fiscal adotado. Por estas razões, os acordos legais usualmente estabelecidos entre governos e empresas para execução de atividades de E&P podem variar não apenas entre países, mas entre períodos, áreas de exploração, tipos de reservas, ou outros detalhes específicos definidos pelo agente proprietário dos recursos.

Como parte importante dos arranjos legais estabelecidos para execução das atividades de E&P, também são definidos os instrumentos fiscais para o setor petrolífero, entendidos como um conjunto de ferramentas que determinam como as receitas do petróleo devem ser compartilhadas entre governo e empresas. As ferramentas fiscais a serem utilizadas por um governo dependem do equilíbrio de uma série de fatores – quanto o Estado espera receber, como compartilhar o risco de investimento, como responder às mudanças de

rentabilidade e com que intensidade promover novos investimentos.¹⁷ Os instrumentos podem incluir impostos que se aplicam a outros setores da economia, impostos específicos sobre a indústria petrolífera, além de formas não fiscais de cobrança de rendas (taxas de uso da terra, bônus e partilha da produção). Também podem ser previstos dispositivos de incentivo para atração dos investidores na direção de objetivos de políticas públicas desejáveis, como os incentivos para a maximização da extração das reservas, por exemplo.¹⁸

No Brasil, onde diferentes regimes legais coexistem a depender das características das áreas ofertadas para E&P, diversos são os instrumentos fiscais: royalties, participação especial (para campos de grande rentabilidade no regime de concessão), taxa de ocupação ou retenção de área, bônus de assinatura e pagamentos aos proprietários de terra. Em 2023, do total de R\$ 97 bilhões de participações governamentais recolhidas tendo por origem a atividade petrolífera, 55% foram realizados na forma de royalties, 43% em participação especial, 1% em taxa de retenção de área e outros 1% na forma de bônus de assinatura. Também foram recolhidos R\$ 138 milhões para pagamento aos proprietários de terra.¹⁹

Além de corresponderem ao maior volume de recursos recolhidos, os royalties são o instrumento fiscal de maior capilaridade, pois incidem sobre todos os campos produtores e são distribuídos espacialmente, aos estados e municípios afetados pelas atividades. As alíquotas de royalties são diferenciadas conforme o regime legal adotado, com base em suas previsões legais. As subseções a seguir apresentam o histórico da cobrança de royalties no país e os principais aspectos fiscais relacionados a este tipo de instrumento.

¹⁷ NATURAL RESOURCE GOVERNANCE INSTITUTE. **Fiscal Regime Design - What Revenues the Government Will be Entitled to Collect.**, 2015. Disponível em: https://resourcegovernance.org/sites/default/files/nrgi_Fiscal-Regime-Design.pdf. Acesso em: 17 abr. 2024.

¹⁸ TORDO, 2007.

¹⁹ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Participações governamentais consolidadas.** [S. l.], 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>. Acesso em: 26 abr. 2024.

1.2. Royalties do petróleo

Os “royalties do petróleo” podem ser definidos como uma compensação financeira devida à União, estados e municípios pelas atividades petrolíferas desenvolvidas em seu território. Conceitualmente, é entendida como uma remuneração à sociedade pela exploração de recursos não renováveis. A Constituição da República Federativa do Brasil (1988), ao definir como bens da União os recursos minerais, inclusive os do subsolo, estabelece a forma de compensação pela sua exploração no artigo 20, parágrafo 1º:

Art. 20 § 1º É assegurada, nos termos da lei, à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.²⁰

A Lei do Petróleo (Lei 9478/1997)²¹, em seu art. 47, estabeleceu a alíquota de royalties para as atividades de E&P sob o regime de concessão no país, com alíquota padrão de 10% e possibilidade de redução para até 5%, considerando riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores pertinentes.

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

²⁰ BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. 1988. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 11 ago. 2023.

²¹ BRASIL. **Lei 9.478/1997 - Lei do Petróleo**. 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 13 nov. 2023.

Box 1 – Breve histórico da cobrança de royalties no Brasil

As compensações pela extração de petróleo em território brasileiro foram originadas na Lei 20.004/1953, com a criação da Petrobras. Inicialmente, as taxas sobre as atividades petrolíferas representavam 5% do petróleo extraído de poços terrestres, destinadas apenas a estados (80%) e municípios (20%) brasileiros com atividades de E&P.

Em 1969, com a descoberta de petróleo em mar, o governo federal passou a aplicar uma alíquota de 5% sobre esse a produção marítima, incorporando toda a receita. Somente em 1986, com a regulamentação da Lei 7.453/1985, as taxas sobre a produção marítima passaram a ser destinadas também aos estados e municípios confrontantes às áreas produtoras.

A distribuição inicial da alíquota de 5% sobre a produção marítima previa um rateio de 20% para a União, 60% para os estados e municípios vizinhos aos poços de petróleo e 20% para o Fundo Especial do Petróleo – FEP, ao qual todos os entes da federação tinham acesso. A Lei 7.990/1989 reduziu pela metade o tamanho do Fundo Especial, transferindo 10% das taxas para os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

A grande mudança na cobrança das taxas ocorreu com a Lei 9.478/1997, denominada Lei do Petróleo. Neste dispositivo legal, o governo federal elevou as alíquotas de royalties de 5% para 10% e alterou a base de cálculo do valor produzido, passando a considerar os preços de mercado. Também introduziu uma compensação adicional, a Participação Especial do Petróleo (PE) incidente sobre campos com elevada rentabilidade, cuja receita é compartilhada entre União, estados e municípios nas áreas com atividade petrolífera.

A Lei 12.351/2010²², que regulamenta o regime de partilha da produção no Brasil, definiu em seu § 1º do art. 42 a alíquota de royalties em 15% para este regime, incluindo a área usualmente conhecida por pré-sal. Para este regime, não há previsão para a redução das alíquotas de royalties. Por fim, a Lei 12.276/2010²³, que dispõe sobre o regime de cessão onerosa no país, estabelece em seu art. 5º, parágrafos 1º e 2º, a alíquota de 10% sobre a produção vinculada ao regime, também sem possibilidade de redução.

Os valores a serem recolhidos pelas empresas petrolíferas resultam da interação de três fatores:²⁴ a alíquota dos royalties do campo produtor (que pode variar de 5% a 15%), a produção mensal de petróleo e gás natural do campo, e o preço

²² BRASIL. **Lei 12.351/2010 - Regime de Partilha de Produção.** [S. l.], 2010b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm. Acesso em: 25 abr. 2024.

²³ BRASIL. **Lei 12.276/2010 - Regime de Cessão Onerosa.** [S. l.], 2010a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm. Acesso em: 25 abr. 2024.

²⁴ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Royalties.** [S. l.], 2024d. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>. Acesso em: 26 abr. 2024.

de referência destes hidrocarbonetos no mês,²⁵ instituídos pelo Decreto nº 2.705/1998²⁶ e regulamentados pela Resolução ANP nº 874/2022.²⁷ Portanto, o valor dos royalties é calculado com base na aplicação da alíquota do campo sobre o valor total bruto da produção de petróleo e gás natural em determinado período.

1.2.1. Royalties como instrumento fiscal

Como os demais tipos de instrumento fiscal, a utilização dos royalties possui vantagens e desvantagens, que também podem ser abordadas pelas óticas governamental e empresarial, exercendo impactos em diferentes contextos – econômico, operacional e estratégico. Boadway e Keen (2010)²⁸ apontam as três principais vantagens da utilização deste tipo de instrumento sob a ótica governamental:

Facilidade de implementação e monitoramento

A produção petrolífera pode ser medida de forma direta e efetiva, com equipamentos instalados em cada unidade produtora, o que facilita o cálculo dos royalties.

²⁵ Entre os critérios utilizados para a definição do preço de referência constam: a média dos preços diários do petróleo utilizado como referência internacional, em dólares americanos por barril; a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano; e, um diferencial de qualidade entre petróleo nacional e o petróleo de referência, em dólares americanos por barril.

²⁶ BRASIL. **Decreto 2.705 - Critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.** [S. l.], 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm?origin=instituicao. Acesso em: 26 abr. 2024.

²⁷ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 874/2022 - Critérios para fixação do preço de referência do petróleo.** 2022a. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-874-2022-estabelece-os-criterios-para-fixacao-do-preco-de-referencia-do-petroleo-produzido-mensalmente-em-cada-campo>. Acesso em: 26 abr. 2024.

²⁸ BOADWAY, R.; KEEN, M. Theoretical perspectives on resource tax design. *Em: THE TAXATION OF PETROLEUM AND MINERALS.* [S. l.]: Routledge, 2010.

Geração de receitas vinculada ao início da produção

Tendo por base a produção efetiva do campo, o recolhimento dos royalties é possível desde o início da extração de recursos, gerando receitas para o governo desde então.

Estabilidade da base de cálculo

A base de cálculo dos royalties considera apenas o volume produzido e preços do petróleo no período, sendo independente da lucratividade da operação ou de outros fatores além do valor da produção, o que traz maior estabilidade e previsibilidade aos agentes.

Já sob a perspectiva empresarial, Boadway e Keen (2010)²⁹ definem um “bom instrumento fiscal” como aquele que minimiza impactos e desincentivos sobre a atividade produtiva. Nesse sentido, os autores destacam alguns aspectos em que os royalties poderiam afetar as decisões empresariais relacionadas a produção de recursos:

Viabilidade econômica

Por ser um instrumento que incide sobre a receita bruta de produção, os royalties podem afetar a rentabilidade da atividade produtiva (receita após dedução de custos) de forma mais significativa do que tributos sobre os lucros.

Encerramento prematuro das operações no campo

Ao afetar a viabilidade econômica da produção, a cobrança de royalties pode contribuir para a decisão de encerramento das operações em um campo com condições de receita ou custos desfavoráveis. A produção passa a acontecer até o limite econômico do negócio, que pode ser anterior ao tempo de exaustão ótima dos recursos.

²⁹ Ibid.

Não neutralidade

A aplicação das alíquotas na fase de extração de recursos, independentemente dos resultados líquidos da operação (lucro ou prejuízo), altera os indicadores econômicos, afetando a decisão da empresa sobre realizar ou não investimentos no negócio, principalmente em projetos como maiores níveis de risco. Ao interferir na escolha do agente econômico, essa forma de incidência viola o princípio da neutralidade tributária.

Regressividade

Os royalties são cobrados sobre o valor bruto da produção de um campo e, por isso, não acompanham a sua rentabilidade (receita deduzida dos custos, lucro ou receita líquida de custos). Campos com maior rentabilidade (maior receita de produção ou menores custos pagam proporcionalmente menos royalties que campos com menor rentabilidade (baixa receita de produção ou maiores custos). À medida que os lucros aumentam, as alíquotas se tornam, proporcionalmente, menores, o que define a regressividade do instrumento.

1.2.2. Regressividade dos royalties e ciclo de vida dos campos

Como apontado na subseção 1.2.1, e discutido na Nota Técnica 04/2018/SDP³⁰, a utilização dos royalties como instrumento fiscal configura uma forma de cobrança do tipo regressiva, ou seja, não acompanha a rentabilidade dos campos. Tendo por base de cálculo a receita bruta do campo, quanto menor a sua rentabilidade (menor receita e maior custo), maior é a parcela da receita líquida comprometida com o pagamento de royalties. Campos na fase final de sua vida útil (ver Box 2), por exemplo, que possuem baixa rentabilidade, têm sua receita líquida comprometida após o recolhimento dos royalties.

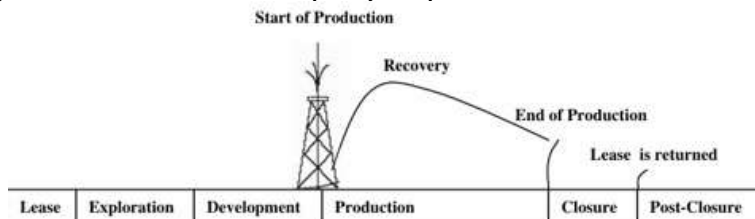
³⁰ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Nota Técnica 004/2018/SDP, referente à Regulamentação do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental em Campos Maduros.** 2018a.

Box 2 – Curva de produção e campos maduros

Após a descoberta de uma jazida, sendo bem-sucedida a fase de avaliação, inicia-se a fase de desenvolvimento da produção em um campo. A etapa da produção de um campo de petróleo e gás é iniciada com os investimentos necessários para a operação. No caso brasileiro, após declarar a comercialidade de uma jazida, a empresa petrolífera deve submeter à ANP um plano de desenvolvimento do campo. A partir da aprovação do plano, o operador dá início à fase de desenvolvimento da produção, efetivando os investimentos necessários à produção no campo.

Após a primeira extração de petróleo, a produção tende a crescer de forma contínua, em resposta à entrada em operação de novos módulos de produção (perfuração de novos poços de desenvolvimento e sistema de coleta e tratamento da produção, nos ambientes terrestres, e da entrada em operação de FPSO's, para os ambientes marítimos). O operador tentará manter a produção em níveis elevados com técnicas de recuperação primária. A Figura B2 ilustra o padrão de uma curva de produção de um campo de petróleo.

Figura B2: Padrão teórico de curva de produção de petróleo



Fonte: Tordo (2007).³¹

A fase de declínio da produção se inicia com o processo de exaustão da jazida, com diminuição natural da vazão de petróleo decorrente da redução de pressão no reservatório, que tende a se intensificar ao longo do tempo. Nesta fase, os operadores buscam mecanismos para manter a pressão nos reservatórios e a surgência dos fluidos de produção, aproveitando-se de técnicas de recuperação secundária e terciária. O declínio da produção pode ser afetado tanto por fatores naturais e físicos, tais como a exaustão da jazida, quanto por fatores relacionados à organização social e incentivos governamentais.

O declínio impulsionado pela exaustão é diferente de outras formas de declínio e muito mais difícil de neutralizar, uma vez que só pode ser atenuado expandindo-se as reservas recuperáveis do reservatório ou aplicando cada vez mais em mecanismos de recuperação secundária e terciária. Porém, estes mecanismos de neutralizar o declínio da produção são limitados pela extensão física da formação, permeabilidade e porosidade dos reservatórios, além de outros parâmetros geológicos. Cabe ressaltar que a aplicação de técnicas de recuperação avançada também implica em maiores custos para a extração. Assim, normalmente, a produção é interrompida quando o limite econômico/energético é atingido, ou seja, quando manter o equipamento em operação requer mais recursos financeiros e/ou energia do que ele gera.

³¹ TORDO, 2007.

A Tabela 1, a seguir, ilustra como atua a aplicação da alíquota sobre as receitas de um campo hipotético. Neste exemplo, a receita bruta gerada pelo campo parte de 1.500 unidades monetárias na fase inicial de produção e declina para 250 ao final da vida útil do campo. Supondo custos constantes ao longo do tempo e a alíquota de royalties uniforme em 10% sobre a receita bruta, a menor vazão decorrente da exaustão da jazida ao final da vida útil do campo gera uma menor receita e menor lucro líquido na fase final de produção. Como consequência, os royalties passam a responder por uma parcela proporcionalmente maior da receita líquida (de 11,5% no início da vida útil do campo para 50% na fase de declínio da produção, conforme o caso hipotético).

Tabela 1
Regressividade na cobrança de royalties

Regressividade dos royalties		
	Fase inicial da produção	Fase final da produção
Receita Bruta (valor da produção)	1.500	250
(-) Custos de Produção	(200)	(200)
Receita Líquida	1.300	50
Royalties (10% Receita Bruta)	(150)	(25)
Royalties/Receita Líquida	11,5%	50%

Fonte: ANP (2018a).³²

O exemplo evidencia o efeito dos royalties na fase final de produção dos campos, impactando de forma significativa sua economicidade. Para Siqueira (2010)³³ empresas de grande porte dificilmente direcionarão esforços para projetos com retornos relativamente baixos. Para pequenos produtores, a incidência da alíquota de royalties padrão sobre a produção marginal inviabiliza

³² ANP, 2018a.

³³ SIQUEIRA, M. de. O fomento aos campos maduros de petróleo, o pleno emprego e o desenvolvimento sócioeconômico. [s. l.], 2010.

a realização dos novos investimentos. Neste cenário, a atratividade da atividade petrolífera seria comprometida, e as empresas poderiam optar por manter a produção em níveis declinantes (com reduzido fator de recuperação) ou mesmo antecipar o abandono do campo.

Tendo em vista o declínio produtivo peculiar aos campos maduros e o menor porte dos empreendedores interessados em operá-los, uma das ferramentas para viabilizar e fomentar as atividades nestes campos consiste na redução na cobrança de royalties.³⁴ A Figura 1, a seguir, ilustra o ciclo de vida de um campo de petróleo, destacando o momento em que é possível reabilitar a sua produção, coincidindo com o fim de sua produção considerando as atuais condições. É neste contexto que a redução de royalties incentivaria novos investimentos no campo, elevando a curva de produção acima do volume esperado e reduzindo a taxa de declínio da produção.

Figura 1
Curva de produção de petróleo com incentivos na fase de declínio da produção



Fonte: Batista (2017).³⁵

³⁴ Ibid.

³⁵ BATISTA, P. B. M. **Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais: o caso da bacia Potiguar**. 2017. Mestrado em Energia - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.106.2017.tde-19122016-110308>. Acesso em: 25 abr. 2024.

Dessa forma, a redução de royalties para campos em fase de declínio da produção pode ser considerada um mecanismo de estímulo à manutenção da economicidade da atividade petrolífera, potencializando a realização de novos investimentos, o aumento do fator de recuperação e a redução do abandono precoce das jazidas.³⁶ Acrescentam-se, ainda, evidências de que o fator de recuperação médio da indústria petrolífera brasileira é baixo³⁷, indicando que o estímulo fiscal em campos maduros seria uma oportunidade de extensão da vida útil produtiva das jazidas nacionais.³⁸ Para Delgado et al. (2018)³⁹, o benefício fiscal atenderia aos objetivos não apenas da indústria e do governo, mas se estenderia à sociedade, com base na expectativa de que a redução também estimularia a produção e a atividade econômica nas localidades onde esses campos se encontram.

1.3. Evidências empíricas dos efeitos de incentivos fiscais sobre a atividade petrolífera

Políticas de estímulo às atividades de exploração, desenvolvimento e produção (E&P) na indústria de petróleo e gás natural são iniciativas comuns e recorrentes em todo o mundo. Os programas de incentivos estatais são variados, podendo abranger desde atividades de E&P no sentido mais amplo, a benefícios direcionados de forma específica, tais como incentivos para investimentos em campos com baixo volume de produção, de economicidade marginal, áreas ociosas etc. Mesmo quando um programa de incentivos não é amplamente utilizado pela indústria ou considerado bem-sucedido sob a ótica do retorno econômico para o governo, a sua adoção pode fortalecer interesses dos

³⁶ ANP, 2018a.

³⁷ Dados do Boletim Anual de Reservas (BAR), de 31/12/2016, indicam uma expectativa de recuperação em campos maduros brasileiros de 19%, enquanto o fator de recuperação médio no mundo chega a 35%. Na Bacia de Campos o fator médio é de 24% e, em canários melhores, como na Bacia do Recôncavo, a recuperação chega a 33%.

³⁸ ANP, 2018a.

³⁹ DELGADO, F. *et al.* Royalties e EOR em campos maduros no Brasil: discussões sobre alíquotas e arrecadações. **Caderno Opinião**, [s. l.], FGV Energia, 2018.

produtores de petróleo e gás natural, estimulando a expansão da atividade petrolífera naquela região.⁴⁰

Frequentemente, movimentos de alta nos preços do petróleo são motivadores para os países detentores de reservas revisarem suas políticas tributárias e elevarem os impostos sobre a extração de recursos.⁴¹ Por um lado, alíquotas maiores podem ser aplicadas em momentos nos quais os preços do petróleo se encontrem em patamares elevados, gerando uma arrecadação extraordinária. Exemplos deste tipo de programa são encontrados em Reimer et al. (2017)⁴², que detalha o *Alaska's Clear and Equitable Share (ACES)*, conduzido pelo estado do Alasca, em resposta alta dos preços internacionais em 2007, e em Salam (2024)⁴³, que apresenta o *Energy Profits Levy*^{44 45}, um regime de taxaço sobre o setor *upstream* do Reino Unido que elevou os impostos sobre lucros extraordinários em 25% no ano de 2022 (aumento de alíquotas de 40% para 65%), em resposta às altas de preço do petróleo e pelo tempo em que estes permanecerem elevados.⁴⁶

Por outro lado, isenções de impostos, reduções de alíquotas e outros incentivos tributários podem estimular as atividades de E&P em períodos de preços baixos,

⁴⁰ IOGCC, I. O. and G. C. C. **Investments in energy security: state incentives to maximize oil and gas recovery.** Oklahoma City, OK, , 2006. Disponível em: https://oklahoma.gov/content/dam/ok/en/iogcc/documents/publications/investments_in_energy_security-state_incentives-2006.pdf. Acesso em: 9 abr. 2024.

⁴¹ LEIGHTY, W.; LIN, C.-Y. C. Tax policy can change the production path: A model of optimal oil extraction in Alaska. **Energy Policy**, [s. l.], v. 41, Modeling Transport (Energy) Demand and Policies, p. 759–774, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.043>

⁴² REIMER, M. N.; GUETTABI, M.; TANAKA, A.-L. Short-run impacts of a severance tax change: Evidence from Alaska. **Energy Policy**, [s. l.], v. 107, p. 448–458, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.014>

⁴³ ABDUL-SALAM, Y. Examining the effect of the UK oil and gas windfall tax on the economics of new fields in the UKCS province. **Resources Policy**, [s. l.], v. 88, p. 104447, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.104447>

⁴⁴ UK GOVERNMENT. **Energy Profits Levy Factsheet - 26 May 2022.** [S. l.], 2022b. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-living-support/energy-profits-levy-factsheet-26-may-2022>. Acesso em: 16 abr. 2024.

⁴⁵ UK GOVERNMENT. **Energy (Oil and Gas) Profits Levy Act 2022 - Parliamentary Bills - UK Parliament.** [S. l.], 2022a. Disponível em: <https://bills.parliament.uk/bills/3306>. Acesso em: 16 abr. 2024.

⁴⁶ Respeitada a data limite de dezembro de 2025.

ativando as economias locais⁴⁷. Tais estímulos podem ser disseminados para a indústria ou focados em situações específicas, por exemplo, áreas que apresentam menor economicidade para as atividades de produção.⁴⁸ Exemplos deste tipo de política são encontrados em Abdo (2010)⁴⁹, que detalha as flexibilizações tributárias sobre a atividade petrolífera promovidas pelo Reino Unido em 1983, 1987-1988 e 1993. No Brasil, as políticas de incentivo promovidas pela Resolução ANP 749/2018⁵⁰, Resolução ANP 853/2021⁵¹, Resolução ANP 877/2022⁵² e Resolução CNPE 05/2022⁵³ também se enquadram neste tipo de flexibilização.

Analisar os impactos da taxaço sobre recursos naturais ao longo do tempo é uma contribuição central da economia dos recursos naturais.⁵⁴ Os trabalhos semanais de Hotelling (1931)⁵⁵ e Pindyck (1978)⁵⁶ introduziram os principais modelos teóricos, que dariam suporte aos estudos empíricos desenvolvidos nas décadas seguintes. Conrad (1981)⁵⁷ avaliou, ainda, o impacto de diferentes tipos de tributos sobre as reservas e perfis de extração, concluindo que cada imposto (subsídio) tem potencial de alterar a trajetória intertemporal de produção de uma forma específica. Os principais trabalhos empíricos buscaram avaliar os efeitos de diferentes programas de incentivos fiscais para a atividade petrolífera em dois países: Estados Unidos e Reino Unido. Na indústria norte-americana,

⁴⁷ KUNCE, M. Effectiveness of Severance Tax Incentives in the U.S. Oil Industry. **International Tax and Public Finance**, [s. l.], v. 10, n. 5, p. 565–587, 2003. Disponível em: <https://doi.org/10.1023/A:1026122323810>

⁴⁸ ABDO, 2010.

⁴⁹ Ibid.

⁵⁰ ANP, 2018b.

⁵¹ ANP, 2021.

⁵² ANP, 2022b.

⁵³ CNPE, 2022.

⁵⁴ BROWN; MANILOFF; MANNING, 2020.

⁵⁵ HOTELLING, H. The Economics of Exhaustible Resources | *Journal of Political Economy*: Vol 39, No 2. [s. l.], v. 39, n. 2, 1931. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/254195>. Acesso em: 17 abr. 2024.

⁵⁶ PINDYCK, R. S. The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources. **Journal of Political Economy**, [s. l.], v. 86, n. 5, p. 841–861, 1978. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/260714>

⁵⁷ CONRAD, R. F.; HOOL, B. Resource taxation with heterogeneous quality and endogenous reserves. **Journal of Public Economics**, [s. l.], v. 16, n. 1, p. 17–33, 1981. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0047-2727\(81\)90040-2](https://doi.org/10.1016/0047-2727(81)90040-2)

onde a atividade petrolífera e a regulamentação tributária são segmentadas em nível estadual, os trabalhos são focados em identificar os impactos da política fiscal sobre as atividades de E&P em cada localidade, bem como identificar possíveis diferenças regionais nas respostas das atividades às alterações tributárias. Alguns trabalhos tiveram por foco o estado norte-americano do Alasca, utilizando suas frequentes alterações no regime fiscal como elemento para analisar seus impactos sobre as atividades.⁵⁸ Estudos voltados para a indústria no Reino Unido, também considerado um governo reativo na condução de seu regime tributário em resposta às oscilações nos preços do petróleo⁵⁹, avaliam os efeitos de alterações tributárias na economicidade dos campos e competitividade do setor petrolífero naquela região.

A literatura buscou explorar o impacto da tributação sobre recursos naturais não renováveis utilizando diferentes indicadores de atividade petrolífera: exploração (Kunce, 2003), produção (Rao, 2018; Kunce, 2003; Leighty e Lin, 2012; Reimer et al., 2017; Metcalf, 2018), perfuração (Reimer et al., 2017; Anderson et al., 2018; Kunce, 2003; Metcalf, 2018; Brown, 2020), economicidade dos campos (Deacon, 1993; Abdo, 2010; Salam, 2024) e empregos do setor (Reimer et al., 2017). Os métodos empíricos se dividem em dois grupos: a) trabalhos que utilizam regressões lineares e não-lineares para identificar a relação entre variáveis de resultado (indicadores de atividade petrolífera) e variações nas alíquotas de impostos sobre as atividades de E&P ("*severance taxes*", em sua maioria); e b) estudos que utilizam dados históricos para calibrar parâmetros de modelos de otimização de recursos e, a partir dos modelos, mensurar os efeitos de alterações tributárias sobre as trajetórias de produção, perfuração e/ou outros indicadores de resultado. As métricas de resultado, em geral, são

⁵⁸ Segundo Reimer et al. (2017), o estado do Alasca alterou seu regime fiscal 18 (dezoito) vezes entre 1973 e 2007, com a maioria dos regimes não durando mais do que 4 (quatro) anos.

⁵⁹ Segundo Agalliu (2011), o reino Unido reformou seu regime tributário 4 vezes entre 2001 e 2011, elevando os impostos em tempos de preços elevados e oferecendo incentivos fiscais em épocas de preços mais baixos. AGALLIU, I. **Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System**. , 2011. Disponível em: <https://www.boem.gov/sites/default/files/oil-and-gas-energy-program/Energy-Economics/Fair-Market-Value/CERA-Final-Report-November-2011.pdf>

elasticidades e semi-elasticidades dos indicadores de atividade em resposta a variações nas alíquotas de tributos.

Aqui vale uma ressalva quanto a possíveis comparações entre os resultados apontados na literatura e os achados deste trabalho, já que são inúmeras as diferenças entre os regimes fiscais e tipos de tributação adotados pelos diferentes estados ou países que compõem os estudos, como já apontado na subseção 1.1. Portanto, não é o objetivo desta revisão comparar a magnitude do efeito da redução na alíquota de royalties no Brasil aos achados em outros países ou regiões, mas identificar os locais pesquisados, as políticas realizadas, as variáveis de resultado escolhidas e metodologias utilizadas, o que permite conhecer as lacunas existentes e implementar melhorias em relação aos trabalhos anteriores. Também é uma sinalização da efetividade desta relação, ou seja, se as políticas fiscais foram relevantes ou não para estimular a atividade petrolífera sob diferentes cenários.

Deacon (1993)⁶⁰ estimou parâmetros com base no modelo teórico de Pindyck (1978)⁶¹ utilizando dados de 48 estados norte-americanos com produção *onshore*. Os impactos de tributos sobre a alocação da produção presente e futura foram simulados a partir do modelo de otimização, e os resultados indicam que um aumento de 15% nos tributos reduziria a produção de petróleo em 6,5%, concentrando-a nos períodos iniciais da trajetória de extração. Kunce (2003)⁶² também estimou parâmetros para o modelo teórico de Pindyck (1978)⁶³ utilizando dados em painel para 20 estados norte-americanos produtores de óleo, no período 1970-2000. A partir das estimativas para os coeficientes do modelo, foram calculados os efeitos potenciais de mudanças na política tributária estadual, e respectivas diferenças interestaduais. Os resultados indicaram que, embora uma diminuição da alíquota de impostos sobre a produção estimule a atividade de perfuração, esse aumento tem efeito pequeno

⁶⁰ DEACON, R. T. Taxation, Depletion, and Welfare: A Simulation Study of the U.S. Petroleum Resource. **Journal of Environmental Economics and Management**, [s. l.], v. 24, n. 2, p. 159–187, 1993. Disponível em: <https://doi.org/10.1006/jeeem.1993.1011>

⁶¹ PINDYCK, 1978.

⁶² KUNCE, 2003.

⁶³ PINDYCK, 1978.

sobre produção de petróleo e descoberta de reservas, sugerindo uma resposta inelástica. Os aumentos no “preço líquido” decorrentes da redução de impostos não afetam a produção de poços existentes e fornecem pouco incentivo para reabrir poços fechados. Para o estado de Wyoming, por exemplo, uma redução de 2 pontos percentuais na alíquota de imposto estadual (de 5,8% para 3,8%) eleva a perfuração em 5,8% e reservas adicionais são identificadas. Ao longo do tempo a produção aumenta menos, 1,6% acima do cenário base (sem redução de impostos), indicando uma baixa elasticidade da produção a mudanças nas alíquotas de impostos. Dentre as razões apontadas pelo autor, estão o baixo impacto da redução de alíquota (-2%) sobre o preço líquido do petróleo (0,40/barril) e o fato de que a produção (ao contrário da exploração) é impulsionada principalmente pelas reservas e não pelos preços, alíquotas de imposto ou benefícios fiscais.

Brown et al. (2020)⁶⁴ utilizaram dados mensais de perfuração em 91 reservatórios dos 17 estados norte-americanos no período de 1981 a 2015 para estimar as relações entre taxa de perfuração e impostos sobre o valor da produção por meio de modelos de regressão descontínua. Os resultados indicaram que as empresas petrolíferas respondem de forma inelástica às mudanças nas alíquotas de imposto (um aumento de impostos de 1 dólar por barril reduziu a perfuração entre 8% e 16%). A relação com os impostos, contudo, foi maior do que a resposta a uma redução de preço do petróleo equivalente (um aumento de 1 dólar no preço por barril elevou o número de poços perfurados entre 1% e 1,13%). O autor não identificou efeitos de impostos ou de preços sobre a produção de petróleo ou o encerramento de poços, corroborando os achados da literatura mais recente, de que o indicador chave para medir a resposta das empresas a estas variáveis é a perfuração de poços. Assim, o autor conclui que as reduções nos impostos elevam as taxas de perfuração, mas não o suficiente para aumentar a receita de impostos (via aumento da produção). Isso ocorre porque o aumento na perfuração não é grande o suficiente para compensar a queda da receita decorrente da redução da alíquota. Por fim, também não foram

⁶⁴ BROWN; MANILOFF; MANNING, 2020.

verificados transbordamentos interestaduais relevantes, ou seja, mudanças tributárias em estados limítrofes não exerceram efeitos sobre a perfuração local.

Concentrados nas frequentes alterações tributárias promovidas pelo estado do Alasca, Leighty e Lin (2012)⁶⁵ modelaram trajetórias ótimas de produção para sete campos no norte do estado, calibradas a partir de dados históricos, e verificaram os efeitos de diferentes estruturas tributárias sobre as trajetórias ideais de extração. Os resultados indicaram que alterações na alíquota do imposto, por si só, não alteram a trajetória economicamente ótima de produção de petróleo naquela região, exceto para campos marginais que poderiam encerrar a produção.

Reimer et al. (2017)⁶⁶ estudaram efeitos específicos do *Alaska's Clear and Equitable Share (ACES)*, programa estadual que triplicou a carga tributária sobre a produção de petróleo do Alasca em 2007, em resposta à elevação dos preços internacionais.⁶⁷ Utilizando uma metodologia empírica de inferência causal, os autores realizaram uma análise *ex-post* do arranjo fiscal, comparando variáveis de resultado observadas para o estado – produção de petróleo, poços de exploração e desenvolvimento, perfuração ativa e emprego – e construídas para um estado hipotético, via método do controle sintético, possibilitando um cenário contrafactual (como teriam evoluído o as variáveis na ausência do ACES). Os resultados indicaram que o programa não teve efeitos significativos sobre a atividade petrolífera no estado no curto prazo. As simulações até mostraram leves reduções nas taxas de perfuração e produção nos períodos subsequentes às elevações de impostos, mas as respostas foram consideradas modestas (ou altamente inelásticas), o que implicaria elevações das receitas fiscais diante de aumento nas alíquotas tributárias, ou seja, um redirecionamento das receitas petrolíferas para o setor público.

⁶⁵ LEIGHTY; LIN, 2012.

⁶⁶ REIMER; GUETTABI; TANAKA, 2017.

⁶⁷ ALASKA DEPARTMENT OF REVENUE. **Alaska's Oil and Gas Fiscal Regime**. 2012. Disponível em: <https://dor.alaska.gov/Portals/5/Docs/Publications/acloserlook.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2024.

Rao (2018)⁶⁸ estimou a resposta da produção de petróleo *onshore* no estado norte-americano da Califórnia após alteração da alíquota *Windfall Profit Tax* – *WPT* (imposto sobre consumo cujas taxas marginais variaram de 22,5% a 70% na década de 1980). A partir de dados mensais de 140.672 poços no período 1977-2008 (31 anos), o que corresponde a 30.025.957 observações, a produção foi analisada a partir da oferta de cada poço, ou seja, a variação da produção dentro de cada poço. Os resultados apontaram uma elasticidade-preço pós impostos da produção de petróleo na Califórnia entre 0,295 (0,038) e 0,336 (0,042), indicando que uma elevação de impostos em 10% reduziria a produção de petróleo em 3%. O autor concluiu que o programa WPT de fato reduziu a produção doméstica, principalmente em poços que utilizam mecanismos de bombeamento, mais propícios a ajustes na produção. A tributação diferenciada entre tipos de poços não ocasionou realocação espacial na produção.

Metcalf (2018)⁶⁹ modelou o comportamento de firmas em resposta à perda potencial de benefícios fiscais (redução da carga fiscal pela dedução de despesas de exploração e desenvolvimento da base tributária, quais sejam: percentual de depleção, custos intangíveis de perfuração e conteúdo local). Os resultados indicaram que a atividade de perfuração de petróleo é reduzida entre 5 e 14% (em média 9%) e de gás natural em 11%, e a produção declina a longo prazo. A retirada dos benefícios equivaleria a uma queda no preço do petróleo de 9 a 24%, a depender do tipo de poço e de empresa analisados.

Abdo (2010)⁷⁰ e Salam (2024)⁷¹ conduziram estudos voltados para a indústria petrolífera no Reino Unido. Abdo (2010) avaliou os efeitos de progressivas flexibilizações no regime fiscal petrolífero britânico em 1983, 1987 e 1993, analisando o comportamento dos indicadores de desenvolvimento dos campos

⁶⁸ RAO, N. L. Taxes and US Oil Production: Evidence from California and the Windfall Profit Tax. **American Economic Journal: Economic Policy**, [s. l.], v. 10, n. 4, p. 268–301, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1257/pol.20140483>

⁶⁹ METCALF, G. E. The Impact of Removing Tax Preferences for US Oil and Natural Gas Production: Measuring Tax Subsidies by an Equivalent Price Impact Approach. **Journal of the Association of Environmental and Resource Economists**, [s. l.], v. 5, n. 1, p. 1–37, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/693367>

⁷⁰ ABDO, 2010.

⁷¹ ABDUL-SALAM, 2024.

(taxa interna de retorno, investimentos, custos, poços perfurados) após as políticas de estímulo. Concluiu pela ausência de efeitos relevantes sobre os indicadores, exceto no ano de 1993, no qual o incentivo à produção em campos antigos foi bem-sucedido (aumento de 37% na produção de petróleo e 50% na produção de gás em contexto de preços internacionais baixos) sem, contudo, que isso significasse aumento proporcional nas receitas.

Salam (2024)⁷² investigou os efeitos do *Energy Profits Levy*, alteração recente, implementada em 2022, no regime de tributação do *upstream* britânico que sobretaxa lucros extraordinários (induzidos pelo aumento de preços do petróleo) em 25% (de 40% para 65%) enquanto os preços do petróleo e gás permanecerem elevados (respeitando a data limite de dezembro/2025). O objetivo foi avaliar se o novo imposto rebaixaria o valor dos campos na região (investimentos planejados e/ou esperados no *upstream*), tornando-os economicamente inviáveis e reduzindo a competitividade global da localidade. O autor propôs um modelo de otimização que se baseia no fluxo de caixa descontado de cada campo, incorporando os instrumentos do novo regime fiscal e aplicando-os em todos os 12 novos campos sob análise para a etapa de desenvolvimento no Reino Unido. Os resultados indicaram que, embora o imposto tenha reduzido o valor econômico de alguns campos (pela métrica do valor presente líquido), a magnitude da redução é insuficiente para fazer com que qualquer um dos campos seja antieconômico. A redução no valor esperado dos lucros e/ou investimentos futuros dos campos foi marginal, não comprometendo a competitividade da região.

Como pontos de melhoria deste trabalho em relação à literatura empírica existente podemos destacar duas condutas metodológicas. Primeiro, o cuidado com a escolha da variável de resultado da política. A maior parte dos trabalhos revisados utiliza como medida de atividade petrolífera indicadores de perfuração, tais como número de poços perfurados, e a produção de petróleo. Alguns artigos, como Salam (2024)⁷³ e Abdo (2010)⁷⁴, utilizam métricas de

⁷² Ibid.

⁷³ Ibid.

⁷⁴ ABDO, 2010.

economicidade dos campos, tais como valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), investimentos, custos etc., para avaliar os impactos de mudanças tributárias sobre a competitividade das reservas.

Avaliamos que os trabalhos anteriores, ao encontrar elasticidades de oferta não significativas, ou significativas de baixa magnitude, refletiram as dificuldades de mensurar os efeitos de alterações fiscais sobre as variáveis padrão – essencialmente taxas de perfuração de poços e produção de óleo. É de se esperar que o elevado grau de complexidade das atividades de perfuração, que requerem elevados investimentos por parte do operador, justifique a baixa resposta desta variável a alterações marginais nos incentivos tributários. O controle reduzido do operador sobre os volumes de produção em poços existentes, por sua vez, também explica a baixa elasticidade desta variável em relação aos incentivos tributários. A literatura mais recente inclusive desvincula o comportamento da produção das alterações nos preços do petróleo, seja no mercado à vista ou futuro (ANDERSON et al., 2018⁷⁵ e NEWELL et al., 2019⁷⁶). Rao (2018)⁷⁷ ainda insere no debate a diferença entre poços que produzem petróleo de forma “natural”, ou seja, a produção é surgente conforme a pressão do reservatório, e aqueles que requerem equipamentos/mecanismos de bombeamento para produção, situação comum ao final do ciclo de vida do poço. Os primeiros possuem custo ainda mais elevado de ajuste da produção, já que requerem investimentos para elevar ou reduzir os volumes produzidos em resposta a alterações tributárias (ou de preços). Portanto, é possível que o esforço do operador em elevar o nível de atividade do campo possa não estar refletido no comportamento da produção dos poços daquele campo.

Por essas razões, este trabalho utilizou como variável de resultado o número de intervenções em poços, qualificadas como intervenções de perfuração, completação ou abandono, descritas em detalhes na seção 4. Tal indicador tem

⁷⁵ ANDERSON, S. T.; KELLOGG, R.; SALANT, S. W. Hotelling under Pressure. **Journal of Political Economy**, [s. l.], v. 126, n. 3, p. 984–1026, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/697203>

⁷⁶ NEWELL, R. G.; PREST, B. C.; VISSING, A. B. Trophy Hunting versus Manufacturing Energy: The Price Responsiveness of Shale Gas. **Journal of the Association of Environmental and Resource Economists**, [s. l.], v. 6, n. 2, p. 391–431, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/701531>

⁷⁷ RAO, 2018.

por objetivo refletir o nível de atividade do campo, decorrente do esforço do operador em elevar os investimentos destinados ao aumento da produção naquela localidade. Desvincula-se, portanto, tanto da atividade estrita de perfuração, que requer elevados níveis de investimento, sendo pouco elástica a alterações tributárias, quanto da produção típica dos campos, sobre a qual o operador detém pouco controle.

O segundo ponto de melhoria é a escolha do método de avaliação de impacto da política tributária. De toda a literatura revista neste trabalho, apenas um dos estudos (Reimer et al., 2017) empregou métodos de inferência que possibilitam uma interpretação causal para os efeitos de alterações na política tributária do setor petrolífero. A utilização de modelos de regressão linear ou não linear é bem indicada para estimar as elasticidades entre variáveis – no caso, alíquotas de impostos e indicadores de resultado (perfuração, produção etc.) – pois permitem quantificar a relação existente entre duas ou mais variáveis de interesse. Contudo, quando se trata de avaliar resultados de políticas, tais métodos não garantem a existência de uma relação de causa e efeito entre variáveis – no caso, alterações de impostos causam variações em indicadores de resultado – nem considera cenários contrafactuais, ou seja, resultados hipotéticos na ausência da política, já que as variáveis em questão também sofrem influências de diversos fatores externos a essa relação (por exemplo, preços internacionais do petróleo).

Há uma extensa literatura, capitaneada por Wooldridge (2013)⁷⁸, que apresenta métodos de avaliação de políticas públicas adequados a este tipo de análise, bem como pressupostos para sua utilização. Pela natureza deste estudo e a disponibilidade de dados para campos expostos e não expostos à redução da alíquota de royalties, para os períodos anterior e posterior à alteração tributária (Resolução ANP 749/2018), optou-se por utilizar o estimador de diferenças em diferenças na forma descrita na seção 4. Importante mencionar que foram mantidas algumas ferramentas metodológicas já utilizadas na literatura, quais sejam: utilização de dados em painel, com campos petrolíferos (indivíduos) acompanhados ao longo do tempo (mês/ano); especificações com inserção de

⁷⁸ WOOLDRIDGE, 2013.

efeitos fixos de indivíduo ou bidirecionais (indivíduo e tempo), garantindo o controle da heterogeneidade entre campos – condições geológicas, localização e qualidade das reservas – e de fatores que variam no tempo comuns a todos os campos – choques de oferta ou demanda e mudanças em políticas econômicas.⁷⁹ Além disso, os desvios (erros-padrão) dos modelos foram agrupados por campo petrolífero, garantindo maior confiabilidade para o cálculo do intervalo de confiança e significância dos coeficientes. Por fim, o presente estudo inova na interpretação dos coeficientes estimados, que migra do tradicional cálculo de elasticidades e semi-elasticidades já bastante explorado na literatura para o valor absoluto de resultados, em número de intervenções (perfuração, completação e abandono), inclusive monetizando o acréscimo de investimentos decorrente da política para o período estudado.

2. Antecedentes Institucionais

Por meio da Resolução CNPE nº 17/2017, o Conselho Nacional de Política Energética estabeleceu as diretrizes para a revisão da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. O objetivo principal é apresentado no Art. 1º:

*“a maximização da recuperação dos recursos in situ dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no País, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais”*⁸⁰

Dentre as diretrizes estabelecidas para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), são destacados os incisos V a VII e XII:

⁷⁹ KUNCE, 2003.

⁸⁰ CNPE. **Resolução CNPE 17/2017**. 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2017/resolucoes-2017>. Acesso em: 21 nov. 2023.

*“V - incentivar a exploração e a produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres;
VI - incentivar o desenvolvimento de descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes;
VII - incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;
VIII - estimular a extensão de vida útil dos campos, promovendo, simultaneamente, a cultura de preservação das condições de segurança e respeito ao meio ambiente;
(...)
XII - conceder, com base em critérios preestabelecidos e desde que comprovado o benefício econômico para a União, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos existentes, uma redução de royalties, para até 5% (cinco por cento), sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos.”⁸¹*

Em atendimento às diretrizes estabelecidas, em especial a trazida pelo inciso XII, a ANP efetivou a regulamentação do incentivo de redução de royalties, pautada pela Nota Técnica 004/2018/SDP⁸², que oferece a fundamentação técnica e regulatória ao tema, e Nota Técnica 03/2019/SDP-CAT⁸³, referente à Tomada Pública de Contribuições 08/2018, culminando na publicação da Resolução ANP 749/2018.⁸⁴ Na documentação a ANP consolida o entendimento de que a política de redução de royalties, por ser um projeto prioritário e estratégico para o setor, deveria ser estendida para além dos casos de prorrogação de contratos. Contudo, estabeleceu critérios para a concessão do incentivo, pautados essencialmente no comportamento histórico da produção dos campos.

⁸¹ Ibid.

⁸² ANP, 2018a.

⁸³ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Nota Técnica Conjunta 03/2019/SDP-CATCAT, referente à Tomada Pública de Contribuições 08/2018**. 2019.

⁸⁴ ANP, 2018b.

Também introduziu faixas de alíquotas diferenciadas para os campos conforme seu porte, de pequena ou grande produção.⁸⁵

A Resolução ANP 749/2018 regulamenta a concessão de redução de royalties para até 5% da produção incremental de campos maduros, sob solicitação do operador, mediante revisão dos Planos de Desenvolvimento (PD). O objetivo da política, portanto, é estimular a manutenção de atividades e investimentos em campos maduros de petróleo e gás natural que estejam em operação no país, viabilizando a extensão da sua vida útil e elevando o fator de recuperação, em especial nos ambientes de bacias terrestres e pós-sal marítimo. Para fins da resolução, **campos maduros** referem-se a:

*“campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P)”*⁸⁶

Um campo maduro pode ser entendido como em estado de declínio da produção, com reservatórios descobertos e infraestrutura já instalada, nos quais o custo de acessar volumes remanescentes de óleo e gás são relativamente pequenos. Por outro lado, a baixa rentabilidade destes recursos não traz incentivos financeiros para novos investimentos, culminando na cessão de direitos do campo ou manutenção da produção em declínio.⁸⁷

O instrumento de incentivo estabelecido para estimular os campos maduros, em fase de declínio da produção, foi a redução da alíquota de royalties (fixada em 5% para campos maduros com pequeno volume produção e de 5% a 7,5% para campos maduros com grande volume de produção) sobre a **produção incremental** destes campos, ou seja:

⁸⁵ ANP, 2018a.

⁸⁶ ANP, 2018b.

⁸⁷ ANP, 2018a.

“diferença positiva entre os volumes de petróleo e gás natural efetivamente produzidos em determinado mês e os volumes de produção mensal previstos para este mês correspondente à previsão calculada segundo a curva de produção de referência do campo”⁸⁸

A redução da alíquota de royalties objetiva trazer economicidade a esta parcela de recursos não extraída nos campos maduros, estimulando novos investimentos que elevem seu fator de recuperação e estendam seu tempo de vida útil. Assim, se a política de estímulo estabelecida no inciso XII da Resolução CNPE 17/2017, regulamentada pela Resolução ANP 749/2018, foi aplicada a um campo pode-se afirmar que: a) o operador submeteu um PD do campo à ANP para revisão; b) o operador solicitou redução de royalties para o campo e obteve aprovação pela ANP; c) houve algum investimento no campo, já que a redução da alíquota ocorre no mês subsequente à concretização do primeiro investimento previsto para o campo, conforme a revisão do PD; d) a produção efetiva do campo em determinado período foi acima da curva de referência para o mesmo campo (produção prevista), já que a alíquota reduzida incide sobre a produção incremental do campo.

Portanto, o que se busca mapear, para além destas hipóteses iniciais, é a disposição do operador do campo em promover investimentos que viabilizem a produção incremental e, por conseguinte, promovam a maior recuperação das reservas nos campos sujeitos à redução das alíquotas de royalties. Com base na revisão das literaturas teórica e empírica, bem como do arcabouço legal e regulatório apresentados, a metodologia adotada para a avaliação dos efeitos da redução de royalties sobre os níveis de investimento nos campos sujeitos ao benefício é detalhada na seção 3, a seguir.

⁸⁸ ANP, 2018b.

3. Método

3.1. Avaliação de impacto de políticas públicas

A avaliação de impacto de políticas públicas pode ser considerada uma conduta baseada em evidências, voltada para *policymakers* interessados na mensuração dos resultados de uma política, desviando o foco dos insumos para os resultados da política.⁸⁹ A avaliação é centrada nos efeitos de uma intervenção sobre um grupo de indivíduos (pessoas, locais etc.) expostos a determinada política, comparados ao comportamento de um grupo de indivíduos semelhante (i.e. que possuem características semelhantes e/ou estão inseridos no mesmo meio), mas não afetado política. Para tanto, informações de uma ou mais variáveis de interesse, para os dois grupos, são acompanhadas antes e depois da ação.

O objetivo da avaliação é analisar o impacto da política sobre o grupo de indivíduos expostos à medida (grupo de tratamento) por meio de seus efeitos sobre determinada variável de interesse (Y), em contraste aos mesmos resultados para o grupo de indivíduos não expostos à política (grupo de controle). O desafio dessa avaliação é comparar a situação do indivíduo exposto ao tratamento ao indivíduo não exposto, ou seja, as realidades pós-tratamento de indivíduos beneficiados e não beneficiados pela política. A dificuldade é, justamente, simular o cenário hipotético da não-intervenção, denominado *contrafactual*.

A modelagem estatística é necessária para que se possa isolar o efeito causal da política sobre a variável de interesse, ou seja, excluir as influências de outras variáveis sobre o indicador de resultado de todos os indivíduos, afetados e não afetados pela ação. Importante mencionar que o objetivo do estudo é validar a efetividade da política, estabelecendo uma relação causal entre a política e a variável de interesse dentro do contexto no qual a medida foi aplicada. Não é recomendado generalizar tais resultados para outros contextos (alteração de lugares, grupos tratados, períodos e variações na própria política). Além disso, a

⁸⁹ GERTLER, P. J. *et al.* **Impact evaluation in practice**. The World Bank, , 2016.

avaliação de impacto considera a média do impacto no grupo tratado, ou seja, os efeitos da política não podem ser considerados homogêneos entre todos os indivíduos estudados.

3.2. Estimador de diferenças em diferenças

Os métodos de avaliação de impacto de políticas públicas podem ser entendidos como técnicas para mensurar os resultados de determinado programa ou política implementados pelos órgãos de governo. Uma gama de métodos estatísticos e econométricos (experimentais, quase experimentais e não-experimentais) estão disponíveis e são utilizados conforme o tipo, implementação e abrangência da política.⁹⁰ Dentre os métodos existentes, o estimador de diferenças em diferenças (DID) é amplamente utilizado para avaliação de políticas implementadas em determinado ponto do tempo, ou seja, pressupõe a existência de informação para o período anterior e posterior à implantação da política. O estimador DID calcula o efeito de uma política (“tratamento”) comparando a mudança no valor médio da variável de interesse (objetivo da política) ao longo do tempo para os indivíduos expostos à política (“grupo de tratamento”) e indivíduos com características semelhantes ao grupo de tratamento, mas não expostos à política (“grupo de controle”).⁹¹

O método de diferenças em diferenças (DID), portanto, é baseado em uma dupla subtração (ou dupla diferença). A primeira refere-se à diferença das médias do indicador de resultado (variável de interesse) entre os períodos anterior e posterior a política, ou seja, pré-tratamento (P1) e pós-tratamento (P2). Essa diferença é calculada tanto para o grupo de tratamento (T) como para o grupo de controle (C). Em seguida, compara-se essa diferença entre os dois grupos (diferença da diferença). Assim, o impacto médio da política é dado pela

⁹⁰ WOOLDRIDGE, 2013.

⁹¹ CHEIN, F. **Introdução aos modelos de regressão linear: um passo inicial para compreensão da econometria como uma ferramenta de avaliação de políticas públicas**. Brasília: Enap, 2019.

diferença da variação temporal do grupo de tratados em relação à variação temporal do grupo de controle:⁹²

$$\text{Impacto da política} = (Y_{T,P_2} - Y_{T,P_1}) - (Y_{C,P_2} - Y_{C,P_1}) \quad (1)$$

No primeiro período (1) nem o grupo de controle nem o grupo de tratamento foram expostos à política. Já no segundo período (2), apenas o grupo de indivíduos tratados foi afetado pela política ou programa. Por esse motivo, a metodologia leva em consideração características não observáveis que afetam todos os indivíduos (expostos e não expostos à política).⁹³ Os resultados do modelo de diferenças em diferenças podem ser interpretados da forma exemplificada na Tabela 2, a seguir.

Tabela 2
Efeito da política com base no estimador de diferenças em diferenças

	Média da variável de interesse (Y)		
	Antes	Depois	Diferenças
Tratamento	A	B	(B – A)
Controle	C	D	(D – C)
Efeito médio da política:			(B – A) – (D – C)

Nota: Elaboração dos autores.

3.3. Modelo teórico

Para avaliar os efeitos da Resolução ANP 749/2018 sobre os campos que tiveram redução de royalties proporcionada pela medida, a estratégia empírica utilizada neste estudo consiste em comparar indicadores de atividade petrolífera entre dois grupos: campos que obtiveram redução de royalties por meio da Resolução ANP 749/2018 e campos que estariam aptos a obter o benefício pelo critério de tempo (histórico de produção efetiva com tempo igual ou superior a 25 anos) mas não o tiveram. Este segundo grupo é classificado como o “grupo de controle” do estudo, e nos fornece um contrafactual que tenta reproduzir uma

⁹² Ibid.

⁹³ Ibid.

situação hipotética: como se comportariam os campos que obtiveram redução de royalties ao longo do tempo caso não tivessem tido acesso ao benefício?

O estimador de diferença em diferenças (DID) visa comparar a mudança no desempenho do grupo tratado (campos que obtiveram redução de royalties) antes e depois de sua implementação, com a mudança no desempenho do grupo de controle (campos que não obtiveram redução de royalties), antes e depois da Resolução ANP 749/2018. Para uma base de dados longitudinal, denominada dados em painel (diferentes campos acompanhados ao longo de meses/anos), o modelo teórico proposto a ser estimado é o seguinte:

$$Y_{it} = \beta_0 + \beta_1.T_i + \beta_2.P_t + \beta_3.T_i.P_t + \beta_4.C_{it} + \varepsilon_{it} \quad (2)$$

onde Y é a variável/indicador de interesse do campo i no período t (mês/ano), T é uma variável dummy para o grupo de tratamento (assume valor 0 para campos sem redução de royalties e 1 para campos com redução de royalties), P é uma variável dummy para o tempo (assume valor 0 para datas anteriores a política e 1 para datas posteriores à política)⁹⁴. O coeficiente de interesse, β_3 , multiplica a interação da dummy de tratamento e da dummy de tempo, e reflete o impacto da política descrito na equação (1).

Foi inserida, ainda, uma variável binária para os campos que passaram por processo de cessão de direitos no período estudado. A variável C é uma dummy para o período pós-cessão, assumindo o valor 1 no mês em que houve cessão no campo e nos cinco meses seguintes à data de cessão, e valor 0 nos demais períodos.⁹⁵ O objetivo é capturar potenciais efeitos da mudança na concessão

⁹⁴ Para este estudo utilizamos dois critérios para definição da variável tempo. Nos modelos iniciais, consideramos $P = 0$ para as intervenções anteriores ao mês/ano da Resolução 749/2018 (setembro/2018) e $P = 1$ para as intervenções posteriores a este período. Em seguida, reestimamos os modelos considerando $P = 0$ para as intervenções anteriores ao mês/ano de aprovação do PD com redução de royalties para aquele campo e $P = 1$ para as intervenções posteriores àquela data. O objetivo foi verificar se houve algum efeito/incentivo decorrente da expectativa dos agentes com a publicação da resolução ou se a propensão a estimular a atividade do campo decorreu somente da aprovação da redução de royalties para o campo em específico.

⁹⁵ O prazo de seis meses após o evento de cessão foi estabelecido de forma *ad hoc*, a partir do entendimento de que neste período o operador estaria mais propenso a realizar investimentos no campo, no intuito de elevar a produção e melhorar sua eficiência.

dos campos, que poderia ser um incentivo para um aumento na atividade do campo, e isolar estes efeitos dos resultados da política, reduzindo também possível viés de variável omitida.⁹⁶

A partir da especificação básica (equação 2), foram estimadas especificações com inserção de efeitos fixos de indivíduo (γ_i) e tempo (δ_t). A utilização de tais efeitos é bem documentada na literatura e tem por objetivo controlar fatores não observáveis do modelo. Os efeitos fixos de indivíduo incorporam ao modelo características não observáveis específicas de cada campo (condições geológicas, localização e qualidade das reservas etc.). Os efeitos fixos de tempo inserem no modelo características não observáveis que variam no tempo comuns a todos os campos (avanços tecnológicos, ciclos macroeconômicos etc.). A especificação (3) inclui efeitos fixos unidirecionais (indivíduo) e a especificação (4) considera efeitos fixos bidirecionais (indivíduo e tempo).⁹⁷

⁹⁶ A variável cessão foi inserida em todos os modelos, mas os coeficientes estimados foram reportados nos resultados apenas quando foram estatisticamente significativos.

⁹⁷ A literatura mais recente sobre o método de diferenças em diferenças (Callaway e Sant'anna, 2021; Chaisemartin e Haultfoeuille, 2023; Goddman-Bacon, 2021) aponta que a utilização de efeitos bidirecionais nos modelos (TWFE) para amostras com múltiplos períodos de tempo ("event-study") e tratamento escalonado em diferentes momentos do tempo ("staggered", tal como ocorre nos modelos que utilizam o tempo definido pela "aprovação" da redução de royalties para cada campo), pode enviesar os coeficientes estimados, já que o método calcula a soma ponderada de todos os efeitos médios dos tratamentos possíveis ao longo do tempo. Assim, o efeito médio está sujeito à influência de diferentes tempos de exposição ao tratamento, incluindo pesos negativos de períodos mais distantes, ou "comparações esquecidas", que podem reduzir o efeito médio estimado. A opção por manter, neste estudo, o estimador DID em sua forma tradicional nas especificações apontadas foi motivada por três fatores. Primeiro, espera-se que o benefício da política produza efeitos relativamente "constantes" ao longo do tempo, já que obtenção de alíquotas reduzidas depende da manutenção mensal de uma produção incremental positiva e, portanto, de investimento nos campos. Em segundo lugar, a utilização de observações mensais (necessária em virtude do número reduzido de anos e campos) compromete os efeitos calculados para agrupamentos de campos conforme o mês de obtenção do benefício, como proposto em Callaway e Sant'anna (2021). O elevado número de pequenos grupos introduz vieses e alta variância nos estimadores, decorrente da ausência de variação em alguns campos e períodos (tamanho insuficiente dos grupos), afetando a validade estatística dos testes e coeficientes gerados. Por fim, os resultados obtidos por meio das diferentes especificações foram muito próximos, reportados como forma de avaliar o nível de robustez nas regressões.

CALLAWAY, B.; SANT'ANNA, P. H. C. Difference-in-Differences with multiple time periods. **Journal of Econometrics**, [s. l.], v. 225, n. 2, Themed Issue: Treatment Effect 1, p. 200–230, 2021. Disponível

$$Y_{it} = \beta_2 \cdot P_t + \beta_3 \cdot T_i \cdot P_t + \beta_4 \cdot C_{it} + \gamma_i + \varepsilon_{it} \quad (3)$$

$$Y_{it} = \beta_3 \cdot T_i \cdot P_t + \beta_4 \cdot C_{it} + \gamma_i + \delta_t + \varepsilon_{it} \quad (4)$$

4. Dados

4.1. Amostra de campos: grupos de controle e tratamento

A definição dos campos elegíveis à aplicação da política e, por conseguinte, aptos a integrarem a amostra de campos utilizada no estudo, foi feita com base na data de início da produção de cada campo, extraídas do Relatório Executivo dos Campos fornecido pelo Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP).⁹⁸ Os campos com histórico de produção efetiva maior ou igual a 25 anos foram selecionados e segregados para os ambientes Terra e Mar, conforme listagem do Anexo 1.⁹⁹

Dentre os 190 campos que atendem ao critério tempo de produção para redução de royalties (49 campos em mar e 141 campos em terra), foram selecionados os campos que apresentaram revisão dos Planos de Desenvolvimento (PDs) com solicitação de redução da alíquota de royalties e obtiveram tal benefício com base na Resolução ANP 749/2018.¹⁰⁰ São 41 campos que constituem a amostra do grupo de tratamento, ou seja, os campos que foram expostos ao benefício da redução de royalties, e estão listados no Anexo

em: <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2020.12.001>; DE CHAISEMARTIN, C.; D'HAULTFÈUILLE, X. Two-way fixed effects and differences-in-differences estimators with several treatments. **Journal of Econometrics**, [s. l.], v. 236, n. 2, p. 105480, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2023.105480>; GOODMAN-BACON, A. Difference-in-differences with variation in treatment timing. **Journal of Econometrics**, [s. l.], v. 225, n. 2, Themed Issue: Treatment Effect 1, p. 254–277, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2021.03.014>

⁹⁸ ANP. **SIGEP - Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção**. [s. l.], 2023b. Disponível em: <https://csa.anp.gov.br/gestao-acessos/sistemas/anp>. Acesso em: 8 fev. 2024.

⁹⁹ Foram excluídos da amostra os campos de Baúna, Tubarão Martelo e Polvo (redução de royalties concedida com base no critério de produção acumulada superior a 70% das reservas provadas) e o campo de Candeias, com ambiente misto de produção - "Terra e Mar".

¹⁰⁰ PD's com avaliação finalizada até 17/08/2023.

2. Dos 41 campos beneficiados pela redução, 4 operam em ambiente marítimo e 37 em ambiente terrestre.

4.1.1 Campos expostos a outras medidas de incentivo

Os campos que constituem a amostra utilizada neste estudo também foram impactados por outras três medidas de incentivo fiscal, que reduziram a alíquota de royalties sobre a produção de campos concedidos a empresas de pequeno e médio porte e para campos de economicidade marginal. As condições foram estabelecidas pela Resolução ANP 853/2021,¹⁰¹ Resolução ANP 877/2022¹⁰² e Resolução CNPE 05/2022.¹⁰³

A Resolução ANP 853/2021 reduziu a alíquota de royalties sobre a produção de campos operados por empresas de pequeno porte (alíquota de 5%) e médio porte (alíquota de 7,5%). Com base no relatório de campos,¹⁰⁴ dentre os 41 campos que constituem a amostra do grupo de tratamento deste estudo (redução de royalties aprovada pela Resolução ANP 749/2018), nenhum deles é operado por empresa de pequeno porte e 3 são operados por empresa de médio porte, nos termos da Resolução ANP 853/2021. Dos 149 campos que compõem o grupo de controle (sem redução de royalties aprovada pela Resolução ANP 749/2018), 4 são operados por empresas de pequeno porte e 27 por empresas de médio porte. Portanto, 7% da amostra de campos do grupo de tratamento e 21% dos campos do grupo de controle podem ter sido beneficiados pela Resolução ANP 853/2021 após novembro de 2021, data em que a medida foi publicada.¹⁰⁵

¹⁰¹ ANP, 2021.

¹⁰² ANP, 2022b.

¹⁰³ CNPE, 2022.

¹⁰⁴ ANP, 2023b.

¹⁰⁵ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Relação de Empresas de Pequeno e Médio porte (EPMs)**. [S. l.], 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-de-e-p/dados-de-exploracao-e-producao>. Acesso em: 20 jun. 2024.

A Resolução CNPE 05/2022 reduziu para 5% a alíquota de royalties sobre a produção de campos com economicidade marginal, enquadrados pela Resolução ANP 877/2022. Dos 41 campos que constituem a amostra do grupo de tratamento deste estudo (redução de royalties aprovada pela Resolução ANP 749/2018), 30 deles foram enquadrados como marginais pela Resolução ANP 877/2022. Dos 149 campos que compõem o grupo de controle (sem redução de royalties aprovada), 120 foram enquadrados como marginais pela Resolução ANP 877/2022. Portanto, 73% da amostra de campos do grupo de tratamento e 85% dos campos do grupo de controle podem ter sido beneficiados pela Resolução CNPE 5/2022. O primeiro enquadramento destes campos, à luz da Resolução ANP 877/2022, foi realizado em agosto de 2022, com redução da alíquota de royalties implementada pela Resolução CNPE 5/2022 no mesmo mês.¹⁰⁶

Na medida em que a redução de royalties proporcionada pelas Resoluções ANP 853/2021, 877/2022 e Resolução CNPE 05/2022 é condicionada à classificação do campo ou de seu operador, e não requer qualquer contrapartida por parte do concessionário, não vislumbramos possíveis estímulos destas medidas à atividade petrolífera dos campos. Além disso, tais medidas foram implementadas já no final do período sob análise (2013-2023), o que minimizaria esta influência sobre os indicadores de resultado dos campos, caso existisse.

Assim, este estudo parte da hipótese de que as Resoluções ANP 853/2021, 877/2020 e Resolução CNPE 05/2022 não exerceram efeitos sobre as atividades dos campos que possam ser confundidos com os impactos da Resolução ANP 749/2018. Por essa razão, a opção foi manter os campos operados por pequenas e médias empresas e aqueles enquadrados como marginais na amostra de campos maduros utilizada neste estudo.

¹⁰⁶ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Painel Dinâmico de Enquadramento de Campos Marginais**. [S. l.], 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-contenido/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-sobre-enquadramento-de-campos-marginais>. Acesso em: 20 jun. 2024.

Sob a hipótese alternativa, de persistir alguma relação entre tais medidas e alterações na propensão a investir do operador do campo, estes efeitos poderiam afetar os indicadores da amostra de campos de duas formas. No caso da Resolução 853/2021, cujos campos beneficiados compõem 18% da amostra do estudo, concentrados no grupo de controle (não afetados pela Resolução ANP 749/2018), entende-se que a baixa representatividade na amostra concentrada no grupo de controle não afetaria os resultados atribuídos à Resolução ANP 749/2018. No caso da Resolução ANP 877/2022 e Resolução CNPE 05/2022, cuja representatividade é elevada (78% dos campos passíveis do benefício estão presentes na amostra do estudo), possíveis influências das medidas estão distribuídas de forma proporcional entre os dois grupos (73% do grupo de tratamento e 85% do grupo de controle). Este cenário neutralizaria possíveis efeitos deste incentivo sobre os resultados atribuídos à Resolução 749/2018.

4.2. Indicador de atividade do campo

O indicador de atividade petrolífera selecionado para acompanhamento dos campos foi o número de intervenções em poços, classificadas em intervenções de perfuração, completação e abandono. Os dados de intervenção foram fornecidos pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP). A contagem de intervenções foi feita para cada mês/ano no período de 2013 a 2023, ou seja, cinco anos antes e cinco anos após a publicação da Resolução ANP 749/2018. Trata-se, portanto, de um painel de dados balanceado, no qual a contagem de intervenções em poços nos campos da amostra (grupos de controle e tratamento) são acompanhados mensalmente, antes e após a publicação da Resolução ANP 749/2018.

As definições para cada tipo de intervenção são exibidas a seguir: ^{107 108}

¹⁰⁷ THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ªed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

¹⁰⁸ IBP, I. B. de P. e G. **Caderno de boas práticas de E&P: diretrizes para abandono de poços**. 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/caderno-de-boas-praticas-de-ep/>. Acesso em: 28 fev. 2024.

Intervenções de perfuração

A perfuração de poço consiste em atravessar formações rochosas até os reservatórios de petróleo ou gás natural em subsuperfície por meio da ação rotativa de uma broca. Para perfurar, é utilizada uma sonda com equipamentos de sustentação de carga, geração e transmissão de energia, movimentação de carga, rotativos, segurança e de fluidos. Durante a perfuração é exercido um movimento de rotação e pressão sobre a broca, por meio da coluna de perfuração e do fluido de perfuração, essa rotação promove a ruptura das rochas, em lascas ou cascalho, que são retirados até a superfície com auxílio do fluido de perfuração.

A perfuração é feita por fases, cada fase possui um diâmetro, geralmente esse diâmetro diminui à medida que a profundidade do poço aumenta. Além da perfuração propriamente dita, esta intervenção abrange outras etapas da construção do poço. Ao fim da perfuração de cada fase, o poço é revestido com tubos metálicos e o espaço entre esse revestimento e as formações geológicas são cimentadas.

Intervenções de completação

A completação de poços de petróleo e gás é o processo de equipagem para produção ou injeção de fluidos. São instalados os equipamentos de produção e/ou injeção (coluna de produção, elementos para elevação artificial ou garantia de escoamento), filtragem dos fluidos produzidos, válvulas de controle de fluxo, entre outros equipamentos que garantem a segurança do poço. Durante a completação também podem ser executadas operações de canhoneio, acidificação ou fraturamento hidráulico, que visam diminuir o dano às formações e aumentar a capacidade de fluxo de fluidos no reservatório.

A intervenção de completação abrange também recompletações em poços, nas quais o operador pode alterar o intervalo produtor (ampliar ou reduzir intervalo existente, abrir novos intervalos, até em outras zonas de produção), alterar método ou equipamentos de elevação artificial, ou realizar operações de estimulação.

Intervenções de abandono

O abandono é o processo de isolamento do poço, por meio do estabelecimento de conjuntos solidários de barreiras, para que não haja fluxo de fluidos das formações para a superfície e não se tenha danos futuros ao meio ambiente. Durante o abandono, tampões de cimento são utilizados como principal elemento de vedação para que os fluidos não migrem das formações para dentro do poço ou para o espaço anular e cheguem à superfície. Para definir o procedimento adequado de abandono, é levada em conta a profundidade do poço, os intervalos abertos, os revestimentos e a cimentação do poço.

4.3. Estatísticas descritivas

Esta seção apresenta as estatísticas descritivas do número de intervenções para as amostras de campos em terra e em mar. As médias mensais de cada tipo de intervenção – perfuração, completação e abandono – foram calculadas para os períodos antes e após a publicação da Resolução ANP 749/2018: janeiro/2013 a setembro/2018 e outubro/2018 a dezembro/2023. Também foi calculado o desvio padrão do número de intervenções para cada grupo de campos da amostra (o quanto os dados se dispersam em torno da média).

Tabela 3
Estatísticas descritivas dos campos em terra – média de intervenções

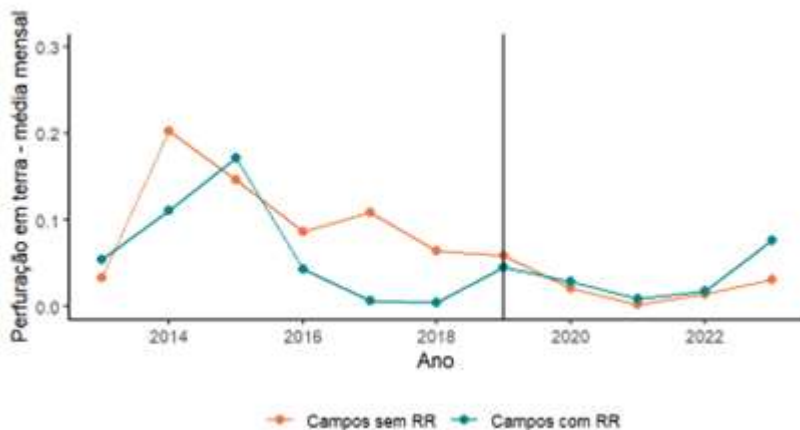
Tipo de Intervenção	Campos maduros <u>sem</u> redução da alíquota de royalties		Campos maduros <u>com</u> redução da alíquota de royalties	
	Antes	Depois	Antes	Depois
Perfuração	0.1094 [0.8778]	0.0263 [0.2641]	0.0674 [0.3695]	0.0349 [0.3078]
Completção	0.1109 [0.9300]	0.0865 [0.5787]	0.0960 [0.6061]	0.3383 [1.0478]
Abandono	0.0043 [0.0697]	0.0276 [0.2821]	0.0125 [0.1874]	0.0275 [0.3427]

Notas: Desvio-padrão em []. Os períodos “antes” e “depois” referem-se à data de publicação da Resolução ANP 749/2018, setembro de 2018. Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Tabela 3 apresenta as estatísticas descritivas da amostra de campos em terra. O número médio de intervenções de perfuração teve redução ao longo dos anos, um comportamento esperado para campos maduros de ambos os grupos – com e sem redução de royalties. Contudo, nos campos sem redução de royalties, a média de intervenções recuou de 0,1094 para 0,0263 intervenções/mês, uma queda mais acentuada que a dos campos beneficiados pela redução (0,0674 para 0,0349 intervenções/mês). As intervenções de completação, para as quais também há expectativa de redução com o passar do tempo, tiveram comportamento esperado nos campos sem redução de royalties, com o número médio de intervenções declinando de 0,1109 para 0,0865 intervenções/mês. Os campos beneficiados pela política de redução de royalties, por outro lado, apresentaram aumento significativo no número médio de intervenções, de 0,0960 para 0,3383 intervenções/mês. Por fim, as intervenções de abandono, para as quais espera-se aumento do valor médio ao longo do tempo, tiveram comportamento esperado, com elevação nos grupos de controle (de 0,0043 para 0,0276) e no grupo de tratamento (de 0,0125 para 0,0275). Em que pese o aumento das intervenções de abandono tenha sido maior nos campos sem redução de royalties, os possíveis efeitos da política de redução de royalties não são tão evidentes nesta atividade.

As figuras 2, 3 e 4, a seguir, exibem o número médio de intervenções mensais em terra, para cada ano, antes e após a publicação da Resolução ANP 749/2018. Para as intervenções de perfuração em terra (Figura 2), os dois grupos de campos apresentam valores médios de atividade declinantes no primeiro período (2013-2018), um comportamento esperado para os campos maduros, que são objeto do estudo. Neste mesmo período, o grupo de campos sem redução de royalties apresentou valores médios de intervenção superiores ao grupo com redução. No segundo período (2019-2023) percebe-se uma leve recuperação das intervenções de perfuração nos campos com redução de royalties, que passam a apresentar médias superiores ao grupo de campos sem redução de royalties.

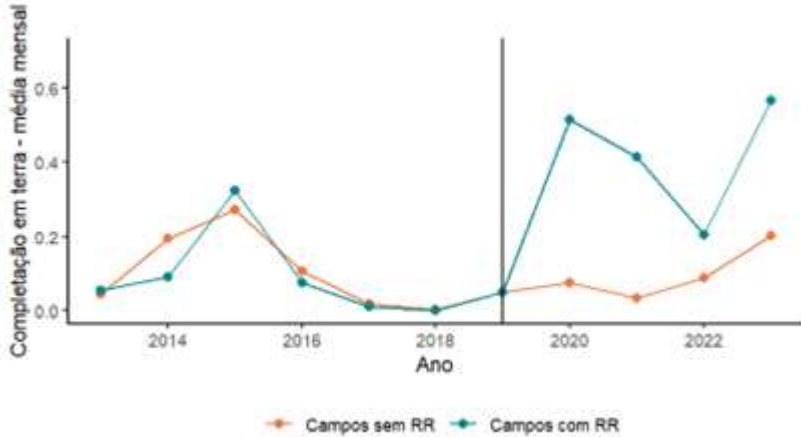
Figura 2
Número médio de intervenções de perfuração em terra



Fonte: Resultados originais da pesquisa

Nas intervenções de completção em terra (Figura 3) os dois grupos de campos apresentam valores médios de atividade muito próximos no primeiro período (2013-2018), com movimentos também uniformes entre os dois grupos. No segundo período (2019-2023) percebe-se uma relevante recuperação das intervenções de completção nos campos com redução de royalties, que passam a apresentar médias superiores ao grupo de campos sem redução de royalties. Há indícios, portanto, de um efeito positivo da política de incentivo sobre as intervenções de completção.

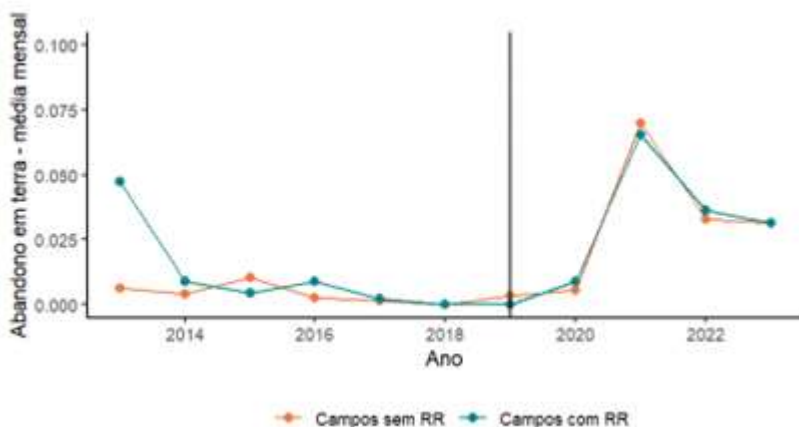
Figura 3
Número médio de intervenções de completção em terra



Fonte: Resultados originais da pesquisa

Por fim, nas intervenções de abandono em terra (Figura 4), os dois grupos de campos não apresentam grandes variações na atividade média no primeiro período (2013-2018). Com o passar dos anos (2019-2023), há elevação no número médio de intervenções de abandono, um comportamento que também é esperado para campos maduros. Contudo, mesmo após a política de incentivo, não se verifica grandes diferenças entre o comportamento das médias de abandono entre os dois grupos, nem movimentos distintos entre eles, que seguem a mesma trajetória de aumento nas intervenções de abandono.

Figura 4
Número médio de intervenções de abandono em terra



Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Tabela 4 apresenta as estatísticas descritivas da amostra de campos em mar. O número médio de intervenções de perfuração em mar também apresentou redução ao longo dos anos, novamente um comportamento esperado tratando-se de campos maduros. A média de intervenções nos campos sem redução de royalties recuou de 0,0303 para 0,0143 intervenções/mês, surpreendentemente uma queda menos acentuada que a dos campos beneficiados pela redução (0,0761 para 0,0040 intervenções/mês). As intervenções de completação, por sua vez, mantiveram o comportamento esperado nos campos sem redução de royalties, com o número médio de intervenções declinando de 0,0042 para 0,0039 intervenções/mês. Os campos beneficiados pela política de redução de royalties, por outro lado, elevaram o número médio de intervenções, de 0,0145 para 0,0161 intervenções/mês. Por fim, as intervenções de abandono, para as quais espera-se aumento do valor médio ao longo do tempo, tiveram o comportamento esperado, com elevação nos grupos de controle (de 0,0209 para 0,0487) e no grupo de tratamento (de 0,0072 para 0,0120). Novamente, em que pese o aumento das intervenções de abandono tenha sido maior nos

campos sem redução de royalties, os possíveis efeitos da política de redução de royalties também não foram tão evidentes nesta atividade.

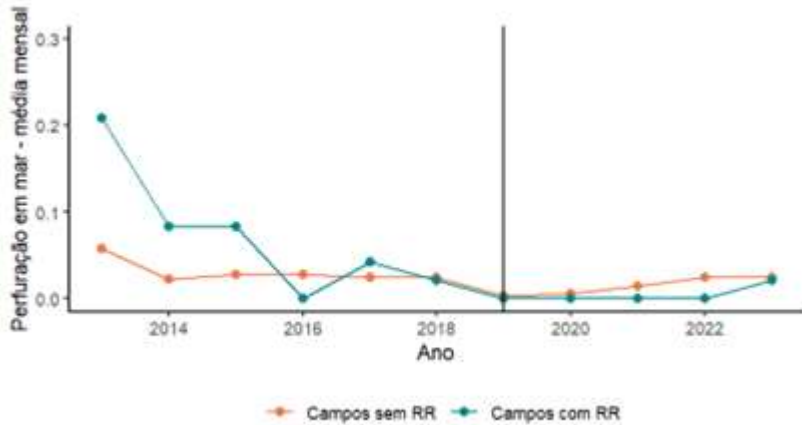
Tabela 4
Estatísticas descritivas dos campos em mar – média de intervenções

Tipo de Intervenção	Campos maduros <u>sem</u> redução da alíquota de royalties		Campos maduros <u>com</u> redução da alíquota de royalties	
	Antes	Depois	Antes	Depois
Perfuração	0.0303 [0.2207]	0.0143 [0.1435]	0.0761 [0.3270]	0.0040 [0.0635]
Completação	0.0042 [0.0693]	0.0039 [0.0682]	0.0145 [0.1197]	0.0161 [0.2540]
Abandono	0.0209 [0.1519]	0.0487 [0.2930]	0.0072 [0.0850]	0.0120 [0.1418]

Notas: Desvio-padrão em []. Os períodos "antes" e "depois" referem-se à data de publicação da Resolução ANP 749/2018, setembro de 2018. Fonte: Resultados originais da pesquisa

As figuras 5, 6 e 7, a seguir, exibem o número médio de intervenções mensais em mar, em cada ano, antes e após a publicação da Resolução ANP 749/2018. Para as intervenções de perfuração em mar (Figura 5), os dois grupos de campos apresentam comportamento declinante no primeiro período (2013-2018), o que é esperado para os campos objeto do estudo. Neste mesmo período, o grupo de campos com redução de royalties apresentou valores médios de intervenção superiores ao grupo com redução. No segundo período (2019-2023) percebe-se uma leve inversão no comportamento dos dois grupos, na qual a média de intervenções de perfuração nos campos com redução de royalties passou a ser inferior à média do grupo de campos sem redução de royalties. Há indícios, portanto, de uma queda na atividade de perfuração nos campos em mar após a política de incentivo.

Figura 5
Número médio de intervenções de perfuração em mar



Fonte: Resultados originais da pesquisa

Nas intervenções de completção em mar (Figura 6) os dois grupos de campos apresentam valores médios de atividade muito semelhantes no primeiro (2013-2018) e segundo períodos (2019-2023), com movimentos também uniformes entre os dois grupos. Devido ao comportamento atípico das intervenções nos anos de 2014 (campo Albacora Leste) e 2022 (campo Carapeba) não é possível distinguir tendências ou avaliar o comportamento médio das intervenções de completção em mar entre os grupos de campos com e sem redução de royalties com base apenas na análise gráfica.

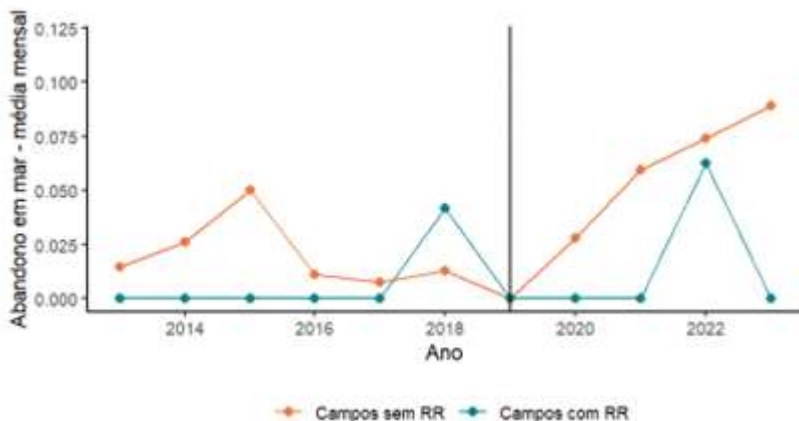
Figura 6
Número médio de intervenções de completção em mar



Fonte: Resultados originais da pesquisa

Finalmente, nas intervenções de abandono em mar (Figura 7), o grupo de campo sem redução de royalties apresentou médias superiores ao grupo com redução em praticamente todo o período sob análise. Não foi possível verificar grandes diferenças entre o comportamento das médias de abandono entre os dois grupos, apesar do crescimento das intervenções de abandono no grupo de campos sem redução de royalties ter sido superior ao grupo que obteve o benefício no período pós política de incentivo (2019-2023).

Figura 7
Número médio de intervenções de abandono em mar



Fonte: Resultados originais da pesquisa

Para que o estimador de diferenças em diferenças tenha validade estatística, é necessária a validação da hipótese de tendências paralelas, ou seja, é preciso garantir que as diferenças nas tendências temporais dos grupos de campos com e sem redução de royalties sejam mantidas no período anterior à Resolução 749/2018 (setembro/2018). Dada a dificuldade de identificação gráfica destas tendências nas Figuras 2 a 7, foram testados os coeficientes de interação entre tempo e tratamento para cada tipo de intervenção, ou seja, buscou-se identificar possíveis variações nas diferenças entre as trajetórias temporais dos grupos de controle e tratamento, de janeiro de 2013 a setembro de 2018. A ausência de significância dos coeficientes de interação é um indicador de que as diferenças entre as tendências dos dois grupos são mantidas nos meses anteriores à política. Os resultados são apresentados no Anexo 3 e sugerem que a hipótese

de tendências paralelas foi atendida, o que mantém válidos os resultados do estimador de diferenças em diferenças.¹⁰⁹

5. Resultados

Esta seção fornece as estimativas de impacto da política de redução de royalties, viabilizada pela Resolução ANP 749/2018, sobre indicadores de atividade petrolífera (intervenções de perfuração, completação ou abandono) em campos maduros brasileiros. As estimativas exibidas nas tabelas 5, 6, 7, 8, 9 e 10 foram obtidas pelo método de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), com erros padrão agrupados em nível de campo. No primeiro grupo de modelos de cada tabela (colunas 1, 2 e 3) são estimados os efeitos considerando como evento/política a data da publicação da Resolução ANP 749/2018, ou seja, a variável “tempo” assume valor 0 (zero) para as intervenções anteriores ao mês/ano da Resolução 749/2018 (setembro/2018) e valor 1 (um) para as intervenções posteriores a este período. Cada coluna indica uma especificação, correspondente às equações (2), (3) e (4) apresentadas na seção 4. A coluna 1 apresenta os resultados do modelo com dados empilhados (*pooled*), a coluna 2 os resultados utilizando efeitos fixos de campo (unidirecionais) e a coluna 3 as estimativas considerando efeitos fixos de campo e tempo (bidirecionais).

O segundo grupo de modelos (colunas 4, 5 e 6) apresenta as estimativas dos efeitos considerando como “tempo” a data de aprovação da redução de royalties para cada campo, ou seja, a variável “tempo” assume valor 0 (zero) para as intervenções anteriores ao mês/ano de aprovação do PD com redução de royalties para aquele campo e valor 1 (um) para as intervenções posteriores àquela data. Novamente, as três especificações são aquelas apresentadas na seção 4, correspondentes ao modelo com dados empilhados (*pooled*) – coluna 4, com efeitos fixos de campo (unidirecionais) – coluna 5, e com efeitos fixos de campo e tempo (bidirecionais) – coluna 6.

¹⁰⁹ Os modelos de interação foram estimados com efeitos fixos de campo e tempo, com erros padrão agrupados em nível de campo.

5.1. Intervenções nos campos em terra

A Tabela 5 exibe as estimativas do efeito da política de redução de royalties sobre as intervenções de perfuração em terra, mensuradas pelo coeficiente β_3 . Os resultados indicam que a política exerceu efeitos positivos e significativos sobre o número de intervenções nos campos beneficiados pela política, com efeitos após a data da resolução (acréscimo médio de 0,05 intervenções nos modelos 1, 2 e 3) e após a aprovação da redução de royalties para cada campo (acréscimo médio de 0,07 intervenções nos modelos 4, 5 e 6). Considerando o número médio de intervenções antes da política indicado na Tabela 3 (0,11 para os campos sem redução de royalties e 0,07 para os campos com redução de royalties), os efeitos podem ser considerados de elevada magnitude.

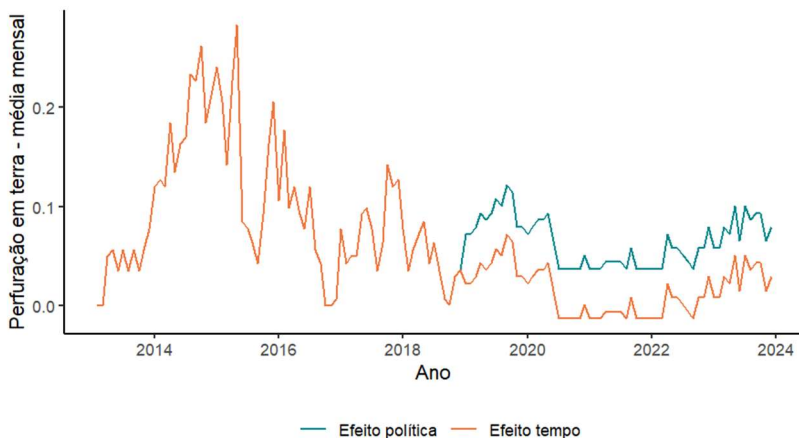
Tabela 5
Efeitos sobre as intervenções de perfuração nos campos em terra

	Intervenções de perfuração em terra					
	T = Data da resolução			T = Data da aprovação de redução de royalties		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Intercepto	0,1094*** (0,0070)	-	-	0,1094*** (0,0070)	-	-
Impacto (β_3)	0,0500** (0,0198)	0,0500*** (0,0173)	0,0500*** (0,0172)	0,0704*** (0,0242)	0,0796*** (0,0217)	0,0722*** (0,0231)
Observações	18.607	18.468	18.338	18.607	18.468	18.337
Efeitos Fixos	Não	Campo	Campo Tempo	Não	Campo	Campo Tempo
Estatística F	18,6313***	31,0988***	4,2547***	17,7462***	29,4177***	3,5367***

Notas: Erros-padrão em (). Níveis de significância: *** 1% ** 5%. Erros-padrão agrupados por campo.
 Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Figura 8 exibe os efeitos tempo (laranja) e política (azul) estimados para as intervenções de perfuração nos campos em terra, confirmando a relevância do efeito política para reversão de parte da tendência de declínio das intervenções de perfuração observada ao longo do tempo.

Figura 8
Efeitos da política sobre o número de intervenções de perfuração nos campos em terra



Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Tabela 6 exibe as estimativas do efeito da política de redução de royalties sobre as intervenções de completação em terra, medidas pelo coeficiente β_3 . Os resultados indicam que a política exerceu efeitos positivos e significativos sobre o número de intervenções nos campos beneficiados pela política, com efeitos após a data da resolução (acréscimo médio de 0,26 intervenções nos modelos 1, 2 e 3) e após a aprovação da redução de royalties para cada campo (acréscimo médio de 0,11 a 0,20 intervenções nos modelos 4, 5 e 6). Para os campos que passaram por eventos de cessão contratual as médias de intervenção são ainda maiores (acréscimo médio de 0,14 intervenções nos cinco meses seguintes ao evento de cessão). Considerando o número médio de intervenções antes da política exibido na Tabela 3 (0,11 para os campos sem redução de royalties e 0,10 para os campos com redução de royalties), os efeitos podem ser considerados de grande magnitude.

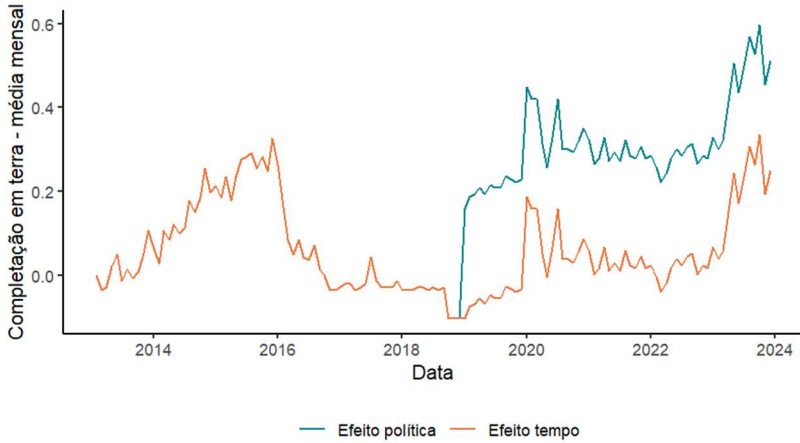
Tabela 6
Efeitos sobre as intervenções de completção nos campos em terra

	Intervenções de completção em terra					
	T = Data da resolução			T = Data da aprovação de redução de royalties		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Intercepto	0,1109*** (0,0094)	-	-	0,1109*** (0,0094)	-	-
Impacto (β_3)	0,2597*** (0,0266)	0,2601*** (0,0247)	0,2609*** (0,0246)	0,1127*** (0,0325)	0,1930*** (0,0311)	0,2003*** (0,0329)
Cessão (β_4)	0,2242*** (0,0311)	0,1944*** (0,0293)	0,1400*** (0,0303)	0,2522*** (0,0311)	0,2114*** (0,0294)	0,1418*** (0,0303)
Observações	18.607	18.468	18.338	18.607	18.468	18.337
Efeitos Fixos	Não	Campo	Campo Tempo	Não	Campo	Campo Tempo
Estatística F	58,2240***	57,5587***	67,8818***	37,1134***	31,6842***	47,8324***

Notas: Erros-padrão em (). Níveis de significância: *** 1% ** 5%. Erros-padrão agrupados por campo.
Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Figura 9 exibe os efeitos tempo (laranja) e política (azul) estimados para as intervenções de completção nos campos em terra, confirmando a relevância dos efeitos da publicação da Resolução ANP 749/2018 para elevação da média de intervenções de completção acima da tendência observada no tempo para os campos em terra.

Figura 9
Efeitos da política sobre o número de intervenções de completção nos campos em terra



Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Tabela 7 fornece as estimativas do efeito da política de redução de royalties sobre as intervenções de abandono em terra, representadas pelo coeficiente β_3 . Os resultados não apontaram efeitos significativos da medida sobre o número de intervenções de abandono nos campos beneficiados pela política. Apesar dos coeficientes apresentarem sinal negativo, sugerindo uma possível redução das intervenções de abandono, tanto no período posterior à resolução quanto no tempo pós aprovação da redução de royalties, os valores são muito pequenos e não apresentaram significância estatística.

Tabela 7
Efeitos sobre as intervenções de abandono nos campos em terra

	Intervenções de abandono em terra					
	T = Data da resolução			T = Data da aprovação de redução de royalties		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Intercepto	0,0043 (0,0026)	-	-	0,0043 (0,0026)	-	-
Impacto (β_3)	-0,0084 (0,0074)	-0,0084 (0,0073)	-0,0083 (0,0073)	-0,0126 (0,0090)	-0,0052 (0,0091)	-0,0157 (0,0097)
Observações	18.607	18.468	18.338	18.607	18.468	18.337
Efeitos Fixos	Não	Campo	Campo Tempo	Não	Campo	Campo Tempo
Estatística F	10,8336***	14,3179***	1,0112	9,9462***	14,0405***	1,1182

*Notas: Erros-padrão em (). Níveis de significância: *** 1% ** 5%. Erros-padrão agrupados por campo. Fonte: Resultados originais da pesquisa*

5.2. Intervenções nos campos em mar¹¹⁰

A Tabela 8 exibe as estimativas do efeito da política de redução de royalties sobre as intervenções de perfuração em mar, indicadas pelo coeficiente β_3 . Os resultados sugerem efeitos negativos a partir da publicação da resolução (modelos 1, 2 e 3) sobre o número de intervenções nos campos que vieram a ser beneficiados pela política (redução média de 0,06 intervenções). Não foram identificados efeitos significativos sobre a atividade de perfuração após a data de aprovação da medida para cada campo (modelos 4, 5 e 6). Considerando o número médio de intervenções antes da política fornecidos na Tabela 3 (0,03 para os campos sem redução de royalties e 0,07 para os campos com redução de royalties), os efeitos podem ser considerados relevantes.

¹¹⁰ Estatísticas e resultados empíricos relativos aos campos marítimos devem ser interpretados com cautela, em virtude do reduzido número de campos no grupo de tratamento (Albacora Leste, Carapeba, Pargo e Vermelho).

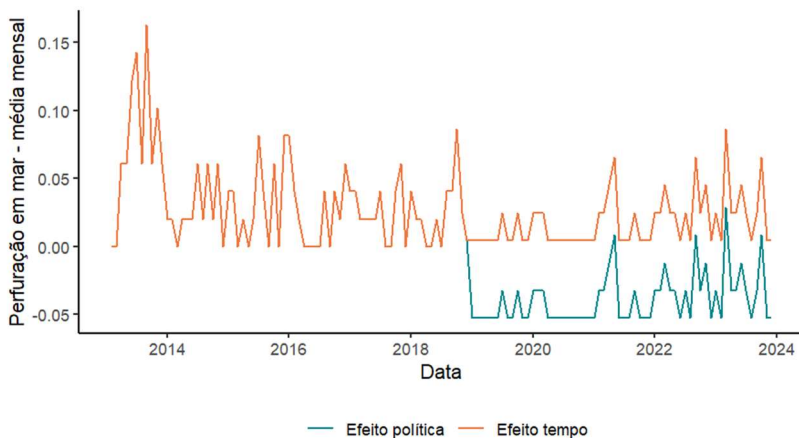
Tabela 8
Efeitos sobre as intervenções de perfuração nos campos em mar

	Intervenções de perfuração em mar					
	T = Data da resolução			T = Data da aprovação de redução de royalties		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Intercepto	0,0303*** (0,0035)	-	-	0,0303*** (0,0035)	-	-
Impacto (β_3)	-0,0569*** (0,0177)	-0,0580*** (0,0165)	-0,0586*** (0,0164)	-0,0284 (0,0209)	-0,0040 (0,0198)	-0,0384 (0,0208)
Observações	6.463	6.416	6.286	6.463	6.416	6.285
Efeitos Fixos	Não	Campo	Campo Tempo	Não	Campo	Campo Tempo
Estatística F	7,8275***	10,3623***	6,5313***	4,4986***	3,6009***	5,1893***

Notas: Erros-padrão em (). Níveis de significância: *** 1% ** 5%. Erros-padrão agrupados por campo.
 Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Figura 10 exibe os efeitos tempo (laranja) e política (azul) estimados para as intervenções de perfuração nos campos em mar, sugerindo que a política pode ter gerado um efeito “expectativa” de desestímulo às atividades de perfuração (mais complexas e mais custosas, principalmente para os campos em mar). Como resultado, as operações de perfuração foram reduzidas após a publicação da medida de incentivo.

Figura 10
Efeitos da política sobre o número de intervenções de perfuração nos campos em mar



Fonte: Resultados originais da pesquisa

A Tabela 9 fornece as estimativas do efeito da política de redução de royalties sobre as intervenções de completção em mar, medidas pelo coeficiente β_3 . Os resultados indicam que a política exerceu efeitos positivos e significativos sobre o número de intervenções nos campos beneficiados pela política, mas apenas após a aprovação da redução de royalties para cada campo (modelos 4, 5 e 6), com acréscimo médio de 0,02 intervenções. Considerando o número médio de intervenções antes da política (0,00 para os campos sem redução de royalties e 0,01 para os campos com redução de royalties), os efeitos podem ser considerados de elevada magnitude.

Tabela 9
Efeitos sobre as intervenções de completção nos campos em mar

	Intervenções de completção em mar					
	T = Data da resolução			T = Data da aprovação de redução de royalties		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Intercepto	0,0041*** (0,0015)	-	-	0,0041*** (0,0015)	-	-
Impacto (β_3)	0,0009 (0,0078)	0,0011 (0,0078)	0,0010 (0,0078)	0,0248*** (0,0093)	0,0292*** (0,0093)	0,0247** (0,0098)
Observações	6.463	6.416	6.286	6.463	6.416	6.285
Efeitos Fixos	Não	Campo	Campo Tempo	Não	Campo	Campo Tempo
Estatística F	2,5333**	0,3033	0,6368	4,3512***	3,6370**	5,6015***

Notas: Erros-padrão em (). Níveis de significância: *** 1% ** 5%. Erros-padrão agrupados por campo.
 Fonte: Resultados originais da pesquisa

A combinação dos resultados fornecidos pelas tabelas 8 e 9 sugerem que a publicação da Resolução ANP 749/2018 pode ter desestimulado as intervenções de perfuração nos campos maduros em mar, haja vista a redução desta atividade no período pós-política. Contudo, os operadores parecem ter direcionado estes investimentos às intervenções de completção nos campos marítimos (menos complexas e custosas), que passam a apresentar aumentos após a aprovação da medida de redução de royalties para cada campo beneficiado.

Por fim, a Tabela 10 exibe as estimativas do efeito da política de redução de royalties sobre as intervenções de abandono em mar, mensuradas pelo coeficiente β_3 . Novamente, os resultados não apontaram efeitos significativos sobre o número de intervenções de abandono nos campos beneficiados pela política. Apesar dos coeficientes apresentarem sinal negativo, como nos campos em terra, sugerindo uma possível redução das intervenções de abandono tanto no período posterior à resolução quanto no tempo pós aprovação da redução de royalties, os valores são muito pequenos e apenas a última especificação apresentou alguma significância estatística.

Tabela 10
Efeitos sobre as intervenções de abandono nos campos em mar

	Intervenções de abandono em mar					
	T = Data da resolução			T = Data da aprovação de redução de royalties		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Intercepto	0,0211*** (0,0040)	-	-	0,0211*** (0,0040)	-	-
Impacto (β_3)	-0,0196 (0,0202)	-0,0197 (0,0191)	-0,0198 (0,0190)	-0,0403 (0,0239)	-0,0374 (0,0228)	-0,0592** (0,0240)
Observações	6.463	6.416	6.286	6.463	6.416	6.285
Efeitos Fixos	Não	Campo	Campo Tempo	Não	Campo	Campo Tempo
Estatística F	7,8339***	9,4402***	2,1414	7,8585***	9,4324***	3,8186**

Notas: Erros-padrão em (). Níveis de significância: *** 1% ** 5%. Erros-padrão agrupados por campo.
Fonte: Resultados originais da pesquisa

6. Discussão dos resultados

Os efeitos da política de incentivo implementada por meio da Resolução ANP 749/2018, apresentados na seção 4, podem ser interpretados como um acréscimo médio nos investimentos destinados aos campos beneficiados pela medida quando comparados a campos de características semelhantes. Uma das formas de mensuração destes efeitos é a conversão das unidades de intervenção, que compõem os resultados originais exibidos nas Tabelas 5 a 10, em valores monetários. Com base no valor médio histórico de cada intervenção (perfuração, completação e abandono) é possível mensurar o quanto os operadores de campos beneficiados pela redução da alíquota de royalties aumentaram seus investimentos em comparação aos operadores dos demais campos maduros.

A Tabela 11, a seguir, apresenta os custos médios de cada tipo de intervenção, extraídos do Plano Anual de Trabalho - Atividades Realizadas (PATR), declarados

pelos próprios operadores dos campos. Os campos utilizados para o cálculo do valor médio das intervenções constam no Anexo 4, e se restringem à amostra de campos enquadrados como maduros. O período utilizado para o cálculo do valor médio foi de 2021 a 2023, para o qual os dados de custo unitário médio estão disponíveis.¹¹¹ O enquadramento de cada tipo de intervenção declarada no PATR foi realizado conforme a tabela de correspondência do Anexo 5. O valor médio de cada intervenção multiplicado pelo acréscimo do número de intervenções estimado após aprovação da redução de royalties para cada campo¹¹² fornece o impacto médio mensal, em valores monetários, para cada tipo de investimento em um campo com redução de royalties aprovada.

Tabela 11
Valor das intervenções realizadas em campos maduros e impacto monetário da aprovação de redução de royalties (Resolução ANP 749/2018)

Campos	Tipo de intervenção	Valor médio intervenção (USD Mil)	Efeitos da aprovação sobre o número mensal de intervenções (unidade)	Valor médio do impacto no campo (USD Mil/mês)
Terra	Perfuração	450	0,07	32
	Completação	494	0,2	99
	Abandono	91	-	-
Mar	Perfuração	16.382	-	-
	Completação	5.271	0,02	105
	Abandono	8.890	-	-

Fonte: resultados originais da pesquisa. Notas: cálculo efetuado com base no custo unitário das intervenções declaradas no Plano Anual de Trabalho – Atividades Realizadas (PATR), disponíveis para o período 2021-2023. Não foram consideradas as informações declaradas no ano de 2023 para os campos de CARMÓPOLIS, SIRIRIZINHO, RIACHUELO e MATO GROSSO.

Para campos em terra, os aumentos das intervenções de perfuração (0,07) e completção (0,2) representam um acréscimo de investimentos da ordem de USD 32 mil/mês e USD 99 mil/mês, respectivamente, em cada campo beneficiado pela política. Nos campos em mar, o incremento das intervenções

¹¹¹ Não foram consideradas as informações declaradas no ano de 2023 para os campos de CARMÓPOLIS, SIRIRIZINHO, RIACHUELO e MATO GROSSO, em virtude de possíveis inconsistências nos dados declarados.

¹¹² Não foram considerados os efeitos “expectativa”, relacionados à publicação da Resolução 749/2018 (“T = Data da resolução”), por não estarem diretamente vinculados à aprovação da medida para cada um dos campos tratados.

de completção (0,02) foram estimadas em USD 105 mil/mês por campo. Tais incrementos foram vinculados à aprovação da redução dos royalties nos campos beneficiados pela medida, e possivelmente deixariam de ser implementados na ausência da política.

Um segundo benefício da política passível de mensuração é decorrente da produção incremental nos campos beneficiados pela medida, bem como o valor de royalties recolhido sobre esta produção. Supondo que não haveria incentivo à produção incremental na ausência da política, os valores desta produção, por si, também podem ser interpretados como um benefício da medida. Além disso, a receita de royalties decorrentes da aplicação das alíquotas reduzidas, incidentes sobre essa produção, também pode ser computada como retorno monetário da política.

A partir da extração de dados do SIGEP¹¹³ e do histórico de preços de referência do petróleo para cada campo¹¹⁴ foi possível obter o volume e valor médio da produção incremental em cada campo beneficiado pela redução da alíquota de royalties. Para o cálculo da produção incremental média, foram selecionados os campos com redução de alíquotas aprovada e efetivada¹¹⁵, no período posterior à aprovação da medida. Nos meses em que a produção incremental foi negativa (produção efetiva abaixo da produção esperada) atribuímos valor zero à observação.¹¹⁶ A amostra de campos e parâmetros utilizados para o cálculo do valor médio da produção incremental constam no Anexo 6.

Os resultados da Tabela 12 indicam que a produção incremental positiva média nos campos em terra, após a aprovação das alíquotas reduzidas, foi de 10,4 m³/dia, ou 313 m³/mês por campo. Considerando os preços de referência nos meses em que houve produção incremental positiva, este volume representaria

¹¹³ ANP, 2023b.

¹¹⁴ ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Preço de referência do petróleo.** [S. l.], 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹¹⁵ Foram selecionados apenas os campos em que a alíquota de royalties foi efetivamente reduzida após a aprovação do plano de desenvolvimento com redução de royalties.

¹¹⁶ Os dados de produção incremental relativos a 2023 não foram considerados por necessidade de conferência dos valores declarados.

um valor médio de USD 135 mil/mês por campo. Em mar, a produção incremental média após redução de alíquotas foi de 58,2 m³/dia, ou 1.747 m³/mês por campo. Novamente, considerando os preços de referência do petróleo nestas ocasiões, o valor médio desta produção foi de USD 721 mil/mês em cada campo. Portanto, para o período 2020-2022, o valor total da produção incremental foi de USD 21,24 milhões nos campos em terra (157 observações – meses e campos com produção incremental positiva) e USD 53,37 milhões relativos à produção incremental dos campos em mar (74 observações – meses e campos).

Tabela 12
Valor da produção incremental após aprovação da redução de royalties para o campo (Resolução ANP 749/2018)

Campos	Volume médio mensal (m ³ /dia)	Volume médio mensal (m ³ /mês)	Valor médio da produção incremental por campo (USD Mil/mês)
Terra	10,4	313	135
Mar	58,2	1.747	721

Fonte: resultados originais da pesquisa. Notas: para o cálculo do volume médio da produção incremental foi considerado o período posterior à data de aprovação da redução de royalties em cada campo, atribuindo-se valor zero aos meses em que a produção incremental foi negativa. Foram excluídos os dados de produção do ano de 2023, por necessidade de conferência dos valores declarados. Para cálculo do valor da produção foram utilizados os preços de referência do petróleo em cada mês/ano e campo.

Adicionalmente, é possível estimar o valor da receita de royalties recolhida sobre a produção incremental, nos campos beneficiados pela Resolução ANP 749/2018. A equação (5), a seguir, descreve o método de cálculo proposto, no qual o valor da produção incremental do campo *i* no mês/ano *t* é multiplicado pela alíquota de royalties estabelecida pela Resolução ANP 749/2018 para o campo *i*.¹¹⁷

$$Royalties\ Produção\ Incremental_{it} = Produção\ Incremental_{it} * Preço\ Ref_{it} * Alíquota\ Pós_i \quad (5)$$

¹¹⁷ As alíquotas reduzidas, resultantes da aplicação da Resolução ANP 749/2018 para os campos beneficiados também foram extraídas da página da ANP, em módulo específico voltado para o cálculo da produção incremental. ANP, A. N. do P., Gás Natural e Biocombustíveis. **Royalties: cálculo da produção incremental**. [S. l.], 2024e. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties-calculo-da-producao-incremental>. Acesso em: 27 maio 2024.

A Tabela 13 exibe os valores estimados da receita de royalties sobre a produção incremental dos campos em terra e em mar. A amostra de campos, valor da produção e alíquotas utilizadas para o cálculo do valor constam no Anexo 7.¹¹⁸ Os resultados apontam que a política arrecadou, em média, USD 9 mil/mês de royalties sobre a produção incremental em cada campo em terra e USD 66 mil/mês de royalties sobre a produção incremental de cada campo em mar. Portanto, para o período 2020-2022, foram recolhidos, no total, USD 1,44 milhões em royalties da produção nos campos em terra (157 observações – meses e campos com produção incremental positiva) e USD 4,87 milhões relativos à produção nos campos em mar (74 observações – meses e campos com produção incremental positiva) resultantes da aplicação da alíquota reduzida sobre a produção incremental.

Tabela 13

Royalties incidentes sobre a produção incremental (Resolução ANP 749/2018)

Campos	Valor médio da produção incremental por campo (USD Mil/mês)	Valor dos royalties sobre a produção incremental por campo (USD Mil/mês)
Terra	135	9
Mar	721	66

Fonte: resultados originais da pesquisa. Notas: para o cálculo do valor da receita foi considerado o período posterior à data de aprovação da redução de royalties em cada campo, atribuindo-se valor zero aos meses em que a produção incremental foi negativa. Para cálculo do valor da produção foram utilizados os preços de referência do petróleo em cada mês/ano e campo. A alíquota foi multiplicada pelo valor da produção incremental média no mesmo campo. Foram excluídos os dados de produção do ano de 2023, por necessidade de conferência dos valores declarados.

A partir das estimativas apresentadas nas Tabelas 11, 12 e 13, é possível afirmar que a redução das alíquotas de royalties por efeitos da Resolução ANP 749/2018 exerceu impactos positivos nas atividades petrolíferas dos campos beneficiados pela medida. Pode-se afirmar, ainda, que os efeitos financeiros da política vão além do aumento dos investimentos, e incluem o estímulo à manutenção da

¹¹⁸ Novamente, os dados de produção incremental relativos a 2023 não foram considerados por estarem sujeitos a conferência.

produção dos campos acima das curvas de referência e o recolhimento de receitas adicionais de royalties sobre esses montantes.

O valor total dos benefícios auferidos nos campos em terra incluem o incremento médio mensal no investimento no campo após aprovação da redução de royalties, de USD 131 mil/mês em média, direcionado a intervenções de perfuração e completação, o valor da produção incremental, estimado em USD 135 mil/mês em cada campo, e a receita adicional de royalties de USD 9 mil/mês por campo. Portanto, a medida trouxe um benefício estimado de USD 275 mil/mês para cada campo produtor em terra. Para os campos em mar, o benefício total compreendeu o aumento no investimento em completação após a redução das alíquotas, de USD 105 mil/mês por campo, o valor da produção incremental, estimado em USD 721 mil/mês em cada campo, e a receita adicional de royalties de USD 66 mil/mês por campo. O benefício total para os campos produtores em mar foi de USD 892 mil/mês.

Ressalta-se, por fim, que, ao desconsiderar os efeitos relacionados às expectativas a partir da publicação da Resolução (*T = Data da Resolução*), por não estarem condicionados à efetiva aprovação da redução de royalties para os campos, a redução dos investimentos em perfuração nos campos em mar (-0,06 intervenções) não foram considerados na mensuração dos resultados. Contudo, se tais efeitos forem considerados, representariam uma redução média de USD 938 mil/mês nos investimentos em perfuração em mar, valor que reverte todos os efeitos monetários positivos dos investimentos neste ambiente (aumentos da completação estimados em USD 105 mil/mês). Sob esta hipótese, a política de incentivo não seria vantajosa para campos em mar mesmo considerando que os valores de produção incremental e a receita adicional de royalties sobre esse montante também são benefícios da medida (USD 787 mil/mês).¹¹⁹

¹¹⁹ Novamente, os resultados empíricos relativos aos campos marítimos devem ser interpretados com cautela, em virtude do reduzido número de campos no grupo de tratamento (Albacora Leste, Carapeba, Pargo e Vermelho).

Conclusão

Medidas de estímulo a atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás são comuns em todo o mundo. No Brasil, algumas políticas de incentivo fiscal à atividade petrolífera foram promovidas nos últimos anos, mas os efeitos destas medidas sobre a atividade petrolífera na indústria brasileira ainda demandam investigação.

Este estudo teve por objetivo estimar o impacto da primeira política de incentivo promovida pelo Brasil no período recente, instituída por meio da Resolução ANP 749/2018. A redução das alíquotas de royalties sobre o valor da produção incremental realizada em campos maduros no país teve por objetivo estimular investimentos que viabilizassem níveis de produção acima do esperado em campos ao final do seu ciclo de vida.

Para avaliar a eficácia da política, foram investigados os impactos da medida sobre indicadores de atividade petrolífera em campos maduros brasileiros. Os resultados indicaram que a aprovação da redução de royalties exerceu efeitos positivos sobre o número de intervenções de perfuração e completação nos campos em terra. Os aumentos das intervenções de perfuração (0,07) e completação (0,2) representam um acréscimo de investimentos nos campos em terra da ordem de USD 32 mil/mês e USD 99 mil/mês, respectivamente, em cada campo. Nos campos em mar, a aprovação da redução de royalties elevou o número de intervenções de completação. O incremento das intervenções de completação (0,02) foram estimadas em USD 105 mil/mês por campo. Não foram observados efeitos significativos da política sobre as intervenções de abandono, seja nos campos em terra ou em mar.

Supondo que os níveis de produção incremental nos campos beneficiados não seriam mantidos na ausência da política de estímulo, outros dois efeitos da medida são passíveis de mensuração: os valores de produção incremental e os royalties recolhidos sobre essa produção após as reduções de alíquotas terem sido efetivadas. Nos campos em terra, além do aumento médio do investimento após aprovação da redução de royalties, de USD 131 mil/mês em cada campo, a

produção incremental média foi de USD 135 mil/mês e a receita de royalties sobre esta parcela da produção foi estimada em USD 9 mil/mês, por campo, após a redução das alíquotas. Portanto, a medida trouxe um benefício estimado de USD 275 mil/mês, em média, por campo em terra. Para os campos em mar, além da elevação dos investimentos em completação após a aprovação do benefício, de USD 105 mil/mês em média por campo, a produção incremental foi de USD 721 mil/mês e o recolhimento de royalties sobre esta parcela da produção de USD 66 mil/mês após a redução das alíquotas. O benefício médio para esses campos foi de USD 892 mil/mês.

A partir destes resultados, cabe uma reflexão sobre a conveniência na integração da Resolução ANP 749/2018, que se configura como uma política de estímulo à atividade petrolífera em campos maduros com retornos positivos ao país, ao conjunto de medidas voltadas para redução das alíquotas de royalties de forma não compensatória, condicionadas à classificação dos campos de economicidade marginal (Resolução ANP 853/2021) e conforme o porte do operador (Resolução ANP 877/2022 e Resolução CNPE 05/2022).

Referências Bibliográficas

ABDO, H. The taxation of UK oil and gas production: Why the windfalls got away. **Energy Policy**, [s. l.], v. 38, n. 10, The socio-economic transition towards a hydrogen economy - findings from European research, with regular papers, p. 5625–5635, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.010>

ABDUL-SALAM, Y. Examining the effect of the UK oil and gas windfall tax on the economics of new fields in the UKCS province. **Resources Policy**, [s. l.], v. 88, p. 104447, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.104447>

AGALLIU, I. **Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System**. , 2011. Disponível em: <https://www.boem.gov/sites/default/files/oil-and-gas-energy-program/Energy-Economics/Fair-Market-Value/CERA-Final-Report-November-2011.pdf>

ALASKA DEPARTMENT OF REVENUE. **Alaska's Oil and Gas Fiscal Regime**. 2012. Disponível em: <https://dor.alaska.gov/Portals/5/Docs/Publications/acloserlook.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2024.

ANDERSON, S. T.; KELLOGG, R.; SALANT, S. W. Hotelling under Pressure. **Journal of Political Economy**, [s. l.], v. 126, n. 3, p. 984–1026, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/697203>

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Nota Técnica 004/2018/SDP, referente à Regulamentação do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental em Campos Maduros**. 2018a.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Nota Técnica Conjunta 03/2019/SDP-CATCAT, referente à Tomada Pública de Contribuições 08/2018**. 2019.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Painel Dinâmico de Enquadramento de Campos Marginais**. [S. l.], 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e>

gas/painel-dinamico-sobre-enquadramento-de-campos-marginais. Acesso em: 20 jun. 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Participações governamentais consolidadas**. [S. l.], 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>. Acesso em: 26 abr. 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Preço de referência do petróleo**. [S. l.], 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>. Acesso em: 17 set. 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Relação de Empresas de Pequeno e Médio porte (EPMs)**. [S. l.], 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-de-e-p/dados-de-exploracao-e-producao>. Acesso em: 20 jun. 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 749/2018 - Concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros**. 2018b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros>. Acesso em: 8 fev. 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 853/2021 - Redução da alíquota de royalties para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-853-2021-dispoe-sobre-a-reducao-da-aliquota-de-royalties-para-campos-concedidos-a-empresas-de-pequeno-ou-medio-porte>. Acesso em: 2 maio 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 874/2022 - Critérios para fixação do preço de referência do petróleo**. 2022a. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-874-2022-estabelece-os-criterios-para-fixacao-do-preco-de-referencia-do-petroleo-produzido-mensalmente-em-cada-campo>. Acesso em: 26 abr. 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP 877/2022 - Enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal.** [S. l.], 2022b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-877-2022-dispoe-sobre-o-enquadramento-de-campos-e-acumulacoes-de-petroleo-e-gas-natural-que-apresentem-economicidade-ou-producao-marginal>. Acesso em: 2 maio 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Royalties.** [S. l.], 2024d. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>. Acesso em: 26 abr. 2024.

ANP, A. N. do P, Gás Natural e Biocombustíveis. **Royalties: cálculo da produção incremental.** [S. l.], 2024e. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties-calculo-da-producao-incremental>. Acesso em: 27 maio 2024.

ANP. **SIGEP - Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção.** [S. l.], 2023b. Disponível em: <https://csa.anp.gov.br/gestao-acessos/sistemas/anp>. Acesso em: 8 fev. 2024.

BATISTA, P. B. M. **Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais: o caso da bacia Potiguar.** 2017. Mestrado em Energia - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.106.2017.tde-19122016-110308>. Acesso em: 25 abr. 2024.

BOADWAY, R.; KEEN, M. Theoretical perspectives on resource tax design. *Em: THE TAXATION OF PETROLEUM AND MINERALS.* [S. l.]: Routledge, 2010.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.** 1988. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 11 ago. 2023.

BRASIL. **Decreto 2.705 - Critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.** [S. l.], 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm?origin=instituicao. Acesso em: 26 abr. 2024.

BRASIL. **Lei 9.478/1997 - Lei do Petróleo**. 1997. Disponível em:
https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 13 nov. 2023.

BRASIL. **Lei 12.276/2010 - Regime de Cessão Onerosa**. [S. l.], 2010a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm. Acesso em: 25 abr. 2024.

BRASIL. **Lei 12.351/2010 - Regime de Partilha de Produção**. [S. l.], 2010b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm. Acesso em: 25 abr. 2024.

BROWN, J. P.; MANILOFF, P.; MANNING, D. T. Spatially variable taxation and resource extraction: The impact of state oil taxes on drilling in the US. **Journal of Environmental Economics and Management**, [s. l.], v. 103, p. 102354, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2020.102354>

CALLAWAY, B.; SANT'ANNA, P. H. C. Difference-in-Differences with multiple time periods. **Journal of Econometrics**, [s. l.], v. 225, n. 2, Themed Issue: Treatment Effect 1, p. 200–230, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2020.12.001>

CHEIN, F. **Introdução aos modelos de regressão linear: um passo inicial para compreensão da econometria como uma ferramenta de avaliação de políticas públicas**. Brasília: Enap, 2019.

CNPE, C. N. de P. E. **Resolução CNPE 5/2022 - Medidas de estímulo ao desenvolvimento e produção de campos ou acumulações de hidrocarbonetos de economicidade marginal**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=435157>. Acesso em: 2 maio 2024.

CNPE. **Resolução CNPE 17/2017**. 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2017/resolucoes-2017>. Acesso em: 21 nov. 2023.

CONRAD, R. F.; HOOL, B. Resource taxation with heterogeneous quality and endogenous reserves. **Journal of Public Economics**, [s. l.], v. 16, n. 1, p. 17–33, 1981. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0047-2727\(81\)90040-2](https://doi.org/10.1016/0047-2727(81)90040-2)

DE CHAISEMARTIN, C.; D'HAULTFŒUILLE, X. Two-way fixed effects and differences-in-differences estimators with several treatments. **Journal of Econometrics**, [s. l.], v. 236, n. 2, p. 105480, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2023.105480>

DEACON, R. T. Taxation, Depletion, and Welfare: A Simulation Study of the U.S. Petroleum Resource. **Journal of Environmental Economics and Management**, [s. l.], v. 24, n. 2, p. 159–187, 1993. Disponível em: <https://doi.org/10.1006/jeem.1993.1011>

DELGADO, F. *et al.* Royalties e EOR em campos maduros no brasil: discussões sobre alíquotas e arrecadações. **Caderno Opinião**, [s. l.], FGV Energia, 2018.

FERREIRA, G. H. **Regimes de exploração e produção de petróleo e gás no brasil: uma proposta de reforma**. 2020. - Escola Nacional de Administração Pública, [s. l.], 2020. Disponível em: <https://repositorio.enap.gov.br/bitstream/1/6252/1/GUSTAVO%20HENRIQUE%20OFERREIRA.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2024.

GERTLER, P. J. *et al.* **Impact evaluation in practice**. The World Bank, , 2016.

GOODMAN-BACON, A. Difference-in-differences with variation in treatment timing. **Journal of Econometrics**, [s. l.], v. 225, n. 2, Themed Issue: Treatment Effect 1, p. 254–277, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2021.03.014>

HOTELLING, H. The Economics of Exhaustible Resources | *Journal of Political Economy*: Vol 39, No 2. [s. l.], v. 39, n. 2, 1931. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/254195>. Acesso em: 17 abr. 2024.

IBP, I. B. de P. e G. **Caderno de boas práticas de E&P: diretrizes para abandono de poços**. 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/caderno-de-boas-praticas-de-ep/>. Acesso em: 28 fev. 2024.

IOGCC, I. O. and G. C. C. **Investments in energy security: state incentives to maximize oil and gas recovery**. Oklahoma City, OK, , 2006. Disponível em: https://oklahoma.gov/content/dam/ok/en/iogcc/documents/publications/investments_in_energy_security-state_incentives-2006.pdf. Acesso em: 9 abr. 2024.

JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. First Editioned. Tulsa, Okla: Pennwell Books, 1994.

KUNCE, M. Effectiveness of Severance Tax Incentives in the U.S. Oil Industry. **International Tax and Public Finance**, [s. l.], v. 10, n. 5, p. 565–587, 2003. Disponível em: <https://doi.org/10.1023/A:1026122323810>

LEIGHTY, W.; LIN, C.-Y. C. Tax policy can change the production path: A model of optimal oil extraction in Alaska. **Energy Policy**, [s. l.], v. 41, Modeling Transport (Energy) Demand and Policies, p. 759–774, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.043>

METCALF, G. E. The Impact of Removing Tax Preferences for US Oil and Natural Gas Production: Measuring Tax Subsidies by an Equivalent Price Impact Approach. **Journal of the Association of Environmental and Resource Economists**, [s. l.], v. 5, n. 1, p. 1–37, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/693367>

MOMMER, B. **Oil prices and fiscal regimes**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 1999. *E-book*.

NATURAL RESOURCE GOVERNANCE INSTITUTE. **Fiscal Regime Design - What Revenues the Government Will be Entitled to Collect**. , 2015. Disponível em: https://resourcegovernance.org/sites/default/files/nrgi_Fiscal-Regime-Design.pdf. Acesso em: 17 abr. 2024.

NEWELL, R. G.; PREST, B. C.; VISSING, A. B. Trophy Hunting versus Manufacturing Energy: The Price Responsiveness of Shale Gas. **Journal of the Association of Environmental and Resource Economists**, [s. l.], v. 6, n. 2, p. 391–431, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/701531>

PINDYCK, R. S. The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources. **Journal of Political Economy**, [s. l.], v. 86, n. 5, p. 841–861, 1978. Disponível em: <https://doi.org/10.1086/260714>

RAO, N. L. Taxes and US Oil Production: Evidence from California and the Windfall Profit Tax. **American Economic Journal: Economic Policy**, [s. l.], v. 10, n. 4, p. 268–301, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1257/pol.20140483>

RAVAGNANI, A. T. *et al.* Royalty and Tax versus Production-Sharing Petroleum Fiscal Models: An Analysis of Risk and Return of the Optimal Production Strategy Applied in Brazil. *Em: SPE LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 2012. **Anais [...]**. [S. l.]: OnePetro, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/153487-MS>. Acesso em: 29 abr. 2024.

REIMER, M. N.; GUETTABI, M.; TANAKA, A.-L. Short-run impacts of a severance tax change: Evidence from Alaska. **Energy Policy**, [s. l.], v. 107, p. 448–458, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.014>

SIQUEIRA, M. de. O fomento aos campos maduros de petróleo, o pleno emprego e o desenvolvimento sócioeconômico. [s. l.], 2010.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ªed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TORDO, S. **Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues**. [S. l.]: The World Bank, 2007. (World Bank Working Papers). Disponível em: <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-7266-1>. Acesso em: 24 abr. 2024.

UK GOVERNMENT. **Energy (Oil and Gas) Profits Levy Act 2022 - Parliamentary Bills - UK Parliament**. [S. l.], 2022a. Disponível em: <https://bills.parliament.uk/bills/3306>. Acesso em: 16 abr. 2024.

UK GOVERNMENT. **Energy Profits Levy Factsheet - 26 May 2022**. [S. l.], 2022b. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-living-support/energy-profits-levy-factsheet-26-may-2022>. Acesso em: 16 abr. 2024.

WOOLDRIDGE, J. M. **Introductory Econometrics: A Modern Approach**. 5th Editioned. South-Western Pub, Mason: Congage, 2013.

Anexo 1

Amostra de campos com tempo de produção maior ou igual a 25 anos*

CONTAGEM	CAMPO	LOCALIZACAO	INÍCIO DA PRODUÇÃO
1	AGUA GRANDE	TERRA	31/07/1951
2	AGUILHADA	TERRA	31/01/1969
3	ALTO DO RODRIGUES	TERRA	30/06/1981
4	ANGELIM	TERRA	31/01/1969
5	APRAIUS	TERRA	31/08/1973
6	ARACAS	TERRA	30/04/1965
7	ARATU	TERRA	01/12/1949
8	ARUARI	TERRA	31/05/1986
9	ATALAIA SUL	TERRA	31/07/1976
10	BAIXA DO ALGODAO	TERRA	30/11/1986
11	BARRA DO IPIRANGA	TERRA	31/07/1986
12	BARRINHA	TERRA	30/06/1990
13	BENFICA	TERRA	30/10/1997
14	BIRIBA	TERRA	28/02/1979
15	BOA ESPERANCA	TERRA	26/08/1997
16	BONSUCESSO	TERRA	31/12/1992
17	BREJINHO RN	TERRA	28/02/1987
18	BREJO GRANDE	TERRA	31/01/1970
19	BURACICA	TERRA	31/05/1959
20	CACHOEIRINHA	TERRA	31/10/1986
21	CACIMBAS	TERRA	31/10/1988
22	CAMPO GRANDE	TERRA	31/08/1975
23	CANABRAVA	TERRA	31/03/1961
24	CANTAGALO	TERRA	29/02/1996
25	CANTO DO AMARO	TERRA	31/01/1986
26	CARMOPOLIS	TERRA	31/10/1963
27	CASSARONGONGO	TERRA	31/03/1959
28	CASTANHAL	TERRA	31/10/1978
29	CEXIS	TERRA	30/06/1966
30	CIDADE DE ENTRE RIOS	TERRA	30/09/1992
31	CONCEICAO	TERRA	28/02/1970
32	COQUEIRO SECO	TERRA	31/12/1963
33	CORREGO DOURADO	TERRA	31/10/1996
34	DIAS D'AVILA	TERRA	31/07/1987
35	DOM JOAO	TERRA	30/06/1947
36	ESTREITO	TERRA	31/03/1982
37	FAZENDA ALEGRE	TERRA	31/10/1996

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

38	FAZENDA ALTO DAS PEDRAS	TERRA	17/06/1997
39	FAZENDA ALVORADA	TERRA	31/03/1984
40	FAZENDA AZEVEDO	TERRA	31/03/1963
41	FAZENDA BALSAMO	TERRA	31/08/1983
42	FAZENDA BELEM BA	TERRA	31/05/1987
43	FAZENDA BELEM CE	TERRA	30/06/1980
44	FAZENDA BOA ESPERANCA	TERRA	31/01/1967
45	FAZENDA CANAAN	TERRA	31/01/1992
46	FAZENDA CEDRO	TERRA	31/10/1973
47	FAZENDA CURRAL	TERRA	30/11/1988
48	FAZENDA IMBE	TERRA	30/09/1964
49	FAZENDA MALAQUIAS	TERRA	30/09/1989
50	FAZENDA ONCA	TERRA	31/08/1966
51	FAZENDA PANELAS	TERRA	30/11/1962
52	FAZENDA PAU BRASIL	TERRA	31/01/1980
53	FAZENDA POCINHO	TERRA	31/10/1982
54	FAZENDA RIO BRANCO	TERRA	31/05/1994
55	FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	31/10/1992
56	FAZENDA SANTO ESTEVAO	TERRA	31/07/1967
57	FAZENDA SAO JORGE	TERRA	30/09/1983
58	FAZENDA SAO RAFAEL	TERRA	28/02/1997
59	FURADO	TERRA	31/05/1969
60	GOMO	TERRA	31/07/1961
61	GUAMARE	TERRA	31/01/1983
62	ICAPUI	TERRA	31/07/1996
63	ILHA DA CACUMBA	TERRA	31/05/1988
64	ILHA DE BIMBARRA	TERRA	31/03/1983
65	ILHA PEQUENA	TERRA	31/07/1983
66	JACUIPE	TERRA	30/11/1957
67	JANDUI	TERRA	28/02/1986
68	JEQUIA	TERRA	31/01/1969
69	JUAZEIRO	TERRA	30/11/1990
70	LAGOA AROEIRA	TERRA	31/08/1989
71	LAGOA DO PAULO	TERRA	31/01/1968
72	LAGOA PARDA	TERRA	30/06/1978
73	LAGOA PARDA NORTE	TERRA	30/06/1982
74	LAGOA PIABANHA	TERRA	30/06/1984
75	LAGOA SURUACA	TERRA	31/07/1981
76	LAMARAO	TERRA	30/09/1980
77	LEODORIO	TERRA	30/06/1982
78	LESTE DE POÇO XAVIER	TERRA	27/03/1998
79	LESTE DO URUCU	TERRA	31/03/1992
80	LIVRAMENTO	TERRA	30/04/1986
81	LORENA	TERRA	31/01/1985
82	MACAU	TERRA	31/08/1982
83	MALOMBE	TERRA	31/01/1969
84	MANDACARU	TERRA	29/02/1980
85	MARIRICU OESTE	TERRA	30/06/1982

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
 impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

86	MASSAPE	TERRA	31/07/1964
87	MASSUI	TERRA	30/09/1964
88	MATA DE SAO JOAO	TERRA	31/12/1952
89	MATO GROSSO	TERRA	31/07/1970
90	MIRANGA	TERRA	31/07/1965
91	MIRANGA LESTE	TERRA	31/05/1979
92	MIRANGA NORTE	TERRA	30/04/1971
93	MONTE ALEGRE	TERRA	31/12/1981
94	MOSSORO	TERRA	31/01/1980
95	NATIVO OESTE	TERRA	31/10/1994
96	NORTE DE FAZENDA CARUACU	TERRA	31/01/1962
97	PAJEU	TERRA	30/11/1995
98	PEDRA SENTADA	TERRA	10/11/1997
99	PEDRINHAS	TERRA	31/12/1984
100	PILAR	TERRA	31/01/1982
101	POCO VERDE	TERRA	30/06/1992
102	PONTA DO MEL	TERRA	31/10/1991
103	PORTO CARAO	TERRA	30/06/1992
104	QUERERA	TERRA	01/06/1964
105	REDONDA	TERRA	30/11/1984
106	REMANSO	TERRA	30/06/1973
107	RIACHO DA FORQUILHA	TERRA	31/05/1989
108	RIACHO OURICURI	TERRA	31/03/1982
109	RIACHO SAO PEDRO	TERRA	30/06/1978
110	RIACHUELO	TERRA	31/10/1965
111	RIO BARRA SECA	TERRA	31/07/1990
112	RIO DO BU	TERRA	30/06/1984
113	RIO DOCE	TERRA	30/11/1981
114	RIO DOS OVOS	TERRA	30/06/1974
115	RIO IBIRIBAS	TERRA	31/05/1988
116	RIO ITARIRI	TERRA	31/03/1985
117	RIO ITAUNAS	TERRA	31/10/1978
118	RIO ITAUNAS LESTE	TERRA	28/02/1994
119	RIO MOSSORO	TERRA	31/05/1984
120	RIO PRETO	TERRA	01/10/1976
121	RIO SUBAUMA	TERRA	31/07/1993
122	RIO URUCU	TERRA	31/07/1988
123	SALINA CRISTAL	TERRA	31/07/1987
124	SANTANA	TERRA	31/01/1963
125	SAO DOMINGOS	TERRA	30/04/1983
126	SAO PEDRO	TERRA	31/12/1957
127	SAUIPE	TERRA	31/05/1960
128	SERRA DO MEL	TERRA	06/07/1997
129	SERRA VERMELHA	TERRA	31/12/1986
130	SERRARIA	TERRA	31/10/1982
131	SESMARIA	TERRA	31/10/1966
132	SIRIRIZINHO	TERRA	30/11/1967
133	SOCORRO	TERRA	28/08/1958

134	SOCORRO EXTENSAO	TERRA	31/01/1964
135	SUL DE CORUIPE	TERRA	31/05/1986
136	SUSSUARANA	TERRA	31/05/1979
137	TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	31/01/1960
138	TAQUIPE	TERRA	31/03/1959
139	TRES MARIAS	TERRA	31/12/1986
140	UPANEMA	TERRA	30/09/1985
141	VARGINHA	TERRA	01/03/1998
142	AGULHA	MAR	30/06/1979
143	ALBACORA	MAR	24/10/1987
144	ALBACORA LESTE	MAR	01/06/1998
145	ANEQUIM	MAR	31/01/1985
146	ATUM	MAR	30/11/1983
147	BADEJO	MAR	01/12/1981
148	BAGRE	MAR	31/05/1984
149	BARRACUDA	MAR	29/09/1997
150	BICUDO	MAR	15/01/1982
151	BIJUPIRA	MAR	31/08/1993
152	BONITO	MAR	01/05/1979
153	CAIOBA	MAR	28/02/1971
154	CAMORIM	MAR	31/07/1971
155	CARAPEBA	MAR	31/12/1988
156	CARATINGA	MAR	24/11/1997
157	CHERNE	MAR	31/12/1983
158	CONGRO	MAR	30/11/1992
159	CORVINA	MAR	31/08/1983
160	CURIMA	MAR	31/05/1980
161	DOURADO	MAR	01/06/1976
162	ENCHOVA	MAR	01/08/1977
163	ENCHOVA OESTE	MAR	01/09/1984
164	ESPADA	MAR	31/10/1982
165	GAROUPA	MAR	28/02/1979
166	GAROUPINHA	MAR	30/11/1980
167	GUARICEMA	MAR	30/11/1968
168	LINGUADO	MAR	01/12/1981
169	MALHADO	MAR	30/11/1990
170	MARIMBA	MAR	30/04/1985
171	MARLIM	MAR	17/03/1991
172	MARLIM SUL	MAR	30/04/1994
173	MERLUZA	MAR	30/09/1992
174	MOREIA	MAR	31/12/1986
175	NAMORADO	MAR	30/06/1979
176	NORDESTE DE NAMORADO	MAR	31/12/1987
177	PAMPO	MAR	06/08/1998
178	PARATI	MAR	31/12/1982
179	PARGO	MAR	31/12/1988
180	PARU	MAR	30/09/1996
181	PIRAUNA	MAR	31/12/1983

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

182	SALEMA	MAR	31/12/1993
183	SALGO	MAR	31/12/1986
184	TARTARUGA	MAR	31/12/1994
185	TRILHA	MAR	01/03/1984
186	UBARANA	MAR	30/06/1976
187	VERMELHO	MAR	31/01/1989
188	VIOLA	MAR	31/01/1985
189	VOADOR	MAR	17/11/1992
190	XAREU	MAR	30/04/1981

**Em 31/12/2023.*

Anexo 2

Amostra de campos com redução de royalties solicitada e deferida por efeitos da Resolução 749/2019

CONTAGEM	CAMPO	LOCALIZACAO	DATA_PD
1	AGUA GRANDE	TERRA	20/07/2023
2	ALTO DO RODRIGUES	TERRA	24/09/2020
3	BAIXA DO ALGODAO	TERRA	02/06/2022
4	BENFICA	TERRA	12/01/2023
5	BOA ESPERANCA	TERRA	19/05/2022
6	BREJINHO RN	TERRA	22/09/2022
7	BURACICA	TERRA	21/05/2021
8	CACHOEIRINHA	TERRA	15/09/2022
9	CANTAGALO	TERRA	13/08/2020
10	CIDADE DE ENTRE RIOS	TERRA	18/04/2021
11	FAZENDA ALVORADA	TERRA	21/05/2021
12	FAZENDA AZEVEDO	TERRA	13/08/2020
13	FAZENDA BOA ESPERANCA	TERRA	13/08/2020
14	FAZENDA CANAAN	TERRA	16/07/2020
15	FAZENDA CURRAL	TERRA	22/09/2022
16	FAZENDA PANELAS	TERRA	29/07/2021
17	FAZENDA POCINHO	TERRA	14/01/2021
18	FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	10/12/2020
19	FURADO	TERRA	22/06/2023
20	GUAMARE	TERRA	26/01/2023
21	LESTE DE POÇO XAVIER	TERRA	19/05/2022
22	LIVRAMENTO	TERRA	02/03/2023
23	LORENA	TERRA	26/07/2022
24	MACAU	TERRA	15/09/2022
25	MASSAPE	TERRA	13/08/2020
26	MONTE ALEGRE	TERRA	02/12/2021
27	MOSSORO	TERRA	16/07/2020
28	PAJEU	TERRA	17/03/2022
29	PILAR	TERRA	14/04/2023
30	POÇO VERDE	TERRA	16/07/2020
31	RIACHO DA FORQUILHA	TERRA	08/08/2023
32	RIACHO OURICURI	TERRA	29/10/2020
33	RIO DO BU	TERRA	25/02/2021
34	SALINA CRISTAL	TERRA	15/12/2022
35	SUL DE CORURIBE	TERRA	16/07/2020
36	SUSSUARANA	TERRA	04/07/2023

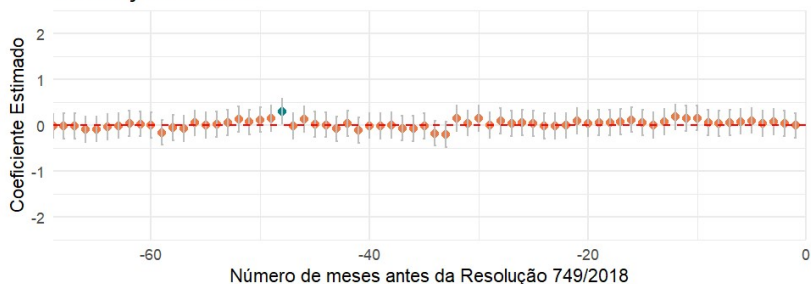
Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

37	TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	15/06/2022
38	ALBACORA LESTE	MAR	08/11/2022
39	CARAPEBA	MAR	14/01/2021
40	PARGO	MAR	14/01/2021
41	VERMELHO	MAR	14/01/2021

Anexo 3

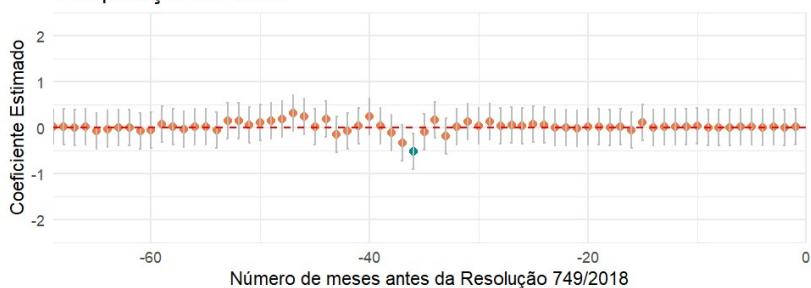
Análise de tendências paralelas – interações tempo e tratamento

Análise de Tendências Paralelas - Interações Tempo e Tratamento
Perfuração em Terra



Tendência temporal nos campos de controle e tratamento ● Não Significativo ● Significativo

Análise de Tendências Paralelas - Interações Tempo e Tratamento
Completação em Terra



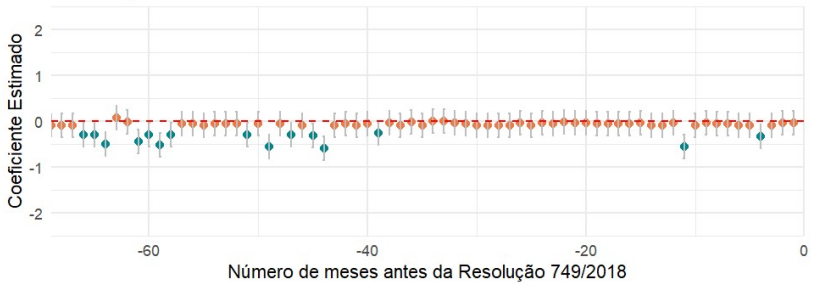
Tendência temporal nos campos de controle e tratamento ● Não Significativo ● Significativo

Análise de Tendências Paralelas - Interações Tempo e Tratamento Abandono em Terra



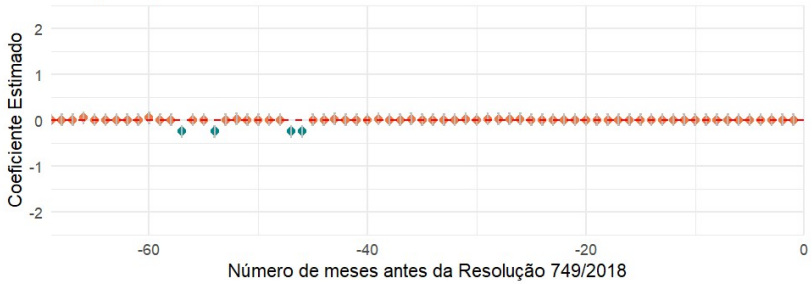
Tendência temporal nos campos de controle e tratamento ● Não Significativo ● Significativo

Análise de Tendências Paralelas - Interações Tempo e Tratamento Perfuração em mar



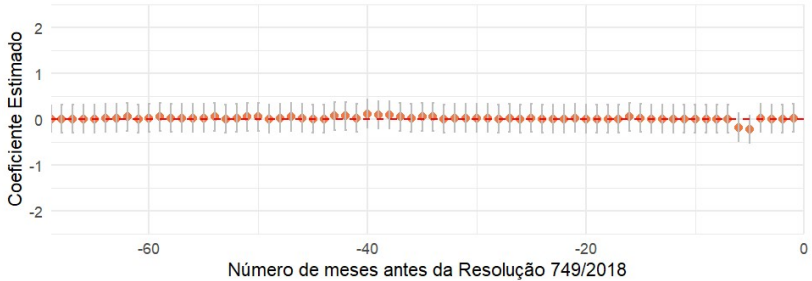
Tendência temporal nos campos de controle e tratamento ● Não Significativo ● Significativo

Análise de Tendências Paralelas - Interações Tempo e Tratamento Completação em mar



Tendência temporal nos campos de controle e tratamento ● Não Significativo ● Significativo

Análise de Tendências Paralelas - Interações Tempo e Tratamento Abandono em mar



Tendência temporal nos campos de controle e tratamento ● Não Significativo ● Significativo

Fonte: Resultados originais da pesquisa

Anexo 4

Amostra de campos utilizada para o cálculo do valor médio das intervenções (PAT Executado)

CONTAGEM	CAMPO	LOCALIZACAO
1	AGUA GRANDE	TERRA
2	ALTO DO RODRIGUES	TERRA
3	ANGELIM	TERRA
4	APRAIUS	TERRA
5	ARACAS	TERRA
6	ARATU	TERRA
7	ATALAIA SUL	TERRA
8	BAIXA DO ALGODAO	TERRA
9	BARRA DO IPIRANGA	TERRA
10	BENFICA	TERRA
11	BIRIBA	TERRA
12	BOA ESPERANCA	TERRA
13	BREJINHO RN	TERRA
14	BREJO GRANDE	TERRA
15	BURACICA	TERRA
16	CACHOEIRINHA	TERRA
17	CACIMBAS	TERRA
18	CAMPO GRANDE	TERRA
19	CANABRAVA	TERRA
20	CANTO DO AMARO	TERRA
21	CARMOPOLIS	TERRA
22	CASSARONGONGO	TERRA
23	CASTANHAL	TERRA
24	CEXIS	TERRA
25	CIDADE DE ENTRE RIOS	TERRA
26	CONCEICAO	TERRA
27	DOM JOAO	TERRA
28	ESTREITO	TERRA
29	FAZENDA ALEGRE	TERRA
30	FAZENDA ALVORADA	TERRA
31	FAZENDA AZEVEDO	TERRA
32	FAZENDA BALSAMO	TERRA
33	FAZENDA BELEM BA	TERRA
34	FAZENDA BELEM CE	TERRA
35	FAZENDA BOA ESPERANCA	TERRA
36	FAZENDA CANAAN	TERRA
37	FAZENDA CEDRO	TERRA
38	FAZENDA CURRAL	TERRA

39	FAZENDA IMBE	TERRA
40	FAZENDA MALAQUIAS	TERRA
41	FAZENDA ONCA	TERRA
42	FAZENDA PANELAS	TERRA
43	FAZENDA PAU BRASIL	TERRA
44	FAZENDA POCINHO	TERRA
45	FAZENDA RIO BRANCO	TERRA
46	FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA
47	FAZENDA SANTO ESTEVAO	TERRA
48	FAZENDA SAO JORGE	TERRA
49	FAZENDA SAO RAFAEL	TERRA
50	FURADO	TERRA
51	GOMO	TERRA
52	GUAMARE	TERRA
53	ICAPUI	TERRA
54	ILHA DA CACUMBA	TERRA
55	ILHA PEQUENA	TERRA
56	JACUIPE	TERRA
57	JANDUI	TERRA
58	JUAZEIRO	TERRA
59	LAGOA AROEIRA	TERRA
60	LAGOA PARDA	TERRA
61	LAGOA PARDA NORTE	TERRA
62	LAGOA PIABANHA	TERRA
63	LAGOA SURUACA	TERRA
64	LESTE DE POCO XAVIER	TERRA
65	LESTE DO URUCU	TERRA
66	LIVRAMENTO	TERRA
67	LORENA	TERRA
68	MACAU	TERRA
69	MALOMBE	TERRA
70	MARIRICU OESTE	TERRA
71	MASSAPE	TERRA
72	MASSUI	TERRA
73	MATA DE SAO JOAO	TERRA
74	MIRANGA	TERRA
75	MIRANGA NORTE	TERRA
76	MONTE ALEGRE	TERRA
77	MOSSORO	TERRA
78	NATIVO OESTE	TERRA
79	NORTE DE FAZENDA CARUACU	TERRA
80	PAJEU	TERRA
81	PILAR	TERRA
82	POCO VERDE	TERRA
83	PONTA DO MEL	TERRA
84	PORTO CARAO	TERRA
85	QUERERA	TERRA
86	REDONDA	TERRA

87	REMANSO	TERRA
88	RIACHO DA FORQUILHA	TERRA
89	RIACHO OURICURI	TERRA
90	RIACHO SAO PEDRO	TERRA
91	RIACHUELO	TERRA
92	RIO BARRA SECA	TERRA
93	RIO DO BU	TERRA
94	RIO DOCE	TERRA
95	RIO DOS OVOS	TERRA
96	RIO IBIRIBAS	TERRA
97	RIO ITARIRI	TERRA
98	RIO ITAUNAS	TERRA
99	RIO ITAUNAS LESTE	TERRA
100	RIO MOSSORO	TERRA
101	RIO PRETO	TERRA
102	RIO SUBAUMA	TERRA
103	RIO URUCU	TERRA
104	SALINA CRISTAL	TERRA
105	SAO DOMINGOS	TERRA
106	SAO PEDRO	TERRA
107	SAUIPE	TERRA
108	SERRA VERMELHA	TERRA
109	SERRARIA	TERRA
110	SESMARIA	TERRA
111	SIRIRIZINHO	TERRA
112	SOCORRO	TERRA
113	SOCORRO EXTENSAO	TERRA
114	SUL DE CORUIPE	TERRA
115	SUSSUARANA	TERRA
116	TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA
117	TAQUIPE	TERRA
118	TRES MARIAS	TERRA
119	UPANEMA	TERRA
120	VARGINHA	TERRA
121	AGULHA	MAR
122	ALBACORA	MAR
123	ALBACORA LESTE	MAR
124	BAGRE	MAR
125	BARRACUDA	MAR
126	BICUDO	MAR
127	BIJUPIRA	MAR
128	BONITO	MAR
129	CAIOBA	MAR
130	CAMORIM	MAR
131	CARAPEBA	MAR
132	CARATINGA	MAR
133	CHERNE	MAR
134	CONGRO	MAR

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

135	ENCHOVA	MAR
136	ENCHOVA OESTE	MAR
137	GAROUPA	MAR
138	MALHADO	MAR
139	MARIMBA	MAR
140	MARLIM	MAR
141	MARLIM SUL	MAR
142	NAMORADO	MAR
143	PAMPO	MAR
144	PARATI	MAR
145	PARGO	MAR
146	PIRAUNA	MAR
147	SALEMA	MAR
148	TARTARUGA	MAR
149	TRILHA	MAR
150	VERMELHO	MAR
151	VOADOR	MAR

Anexo 5

Tabela de correspondência entre atividades do PAT e tipo de intervenção no poço

ATIVIDADE PAT	TIPO DE INTERVENÇÃO
Perfuração - produtor	Perfuração
Perfuração - injetor	Perfuração
Perfuração - exploratório	Perfuração
Perfuração - outro	Perfuração
Recompletação para produção	Completação
Recompletação para injeção	Completação
Mudança de método de elevação artificial - poço	Completação
Completação para produção	Completação
Recompletação para outros fins	Completação
Completação para injeção	Completação
Completação para outros fins	Completação
Descomissionamento - Arrasamento de poço	Abandono
Abandono Permanente	Abandono

Anexo 6

Cálculo da produção incremental média - campos com alíquotas reduzidas no período posterior à aprovação da redução de royalties*

CAMPO	LOCAL	DATA_PRODUCAO	DATA_PD	VOLUME (m³/mês)	PRECO (R\$/m³)	DOLAR (R\$/US\$)	VALOR (Mil US\$)
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2020-10	2020-09	2455	1271,82	5,63	555,09
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2020-11	2020-09	2868	1331,51	5,42	705,07
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2020-12	2020-09	3352	1455,00	5,15	948,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-01	2020-09	1915	1692,57	5,36	605,11
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-02	2020-09	1615	1930,68	5,42	575,69
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-03	2020-09	3126	2104,31	5,65	1165,21
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-04	2020-09	1844	2014,55	5,56	668,15
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-05	2020-09	1693	2022,31	5,29	647,36
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-06	2020-09	3120	2056,89	5,03	1275,71
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-07	2020-09	3569	2142,74	5,16	1483,34
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-08	2020-09	1186	2040,66	5,25	460,76
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-09	2020-09	349	2177,84	5,28	143,86
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-10	2020-09	543	2559,66	5,54	250,81
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-11	2020-09	1900	2457,15	5,56	840,43
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-12	2020-09	854	2296,56	5,65	346,92
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-01	2020-09	0	2722,00	5,53	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-02	2020-09	1079	2844,09	5,20	590,49
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-03	2020-09	2407	3196,35	4,97	1548,56
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-04	2020-09	0	2620,75	4,76	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-05	2020-09	0	2834,46	4,95	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-06	2020-09	0	2902,51	5,05	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-07	2020-09	0	2852,06	5,37	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-08	2020-09	0	2583,35	5,14	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-09	2020-09	0	2268,52	5,24	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-10	2020-09	176	2171,63	5,25	72,75
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-11	2020-09	107	2289,49	5,27	46,32
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-12	2020-09	323	2054,47	5,24	126,42
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-06	2022-05	1232	3662,44	5,05	893,57
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-07	2022-05	1379	3561,01	5,37	915,23
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-08	2022-05	28	3080,01	5,14	16,78
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-09	2022-05	0	2801,09	5,24	0,00

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

BOA ESPERANCA	TERRA	2022-10	2022-05	0	2870,07	5,25	0,00
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-11	2022-05	149	2865,44	5,27	80,74
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-12	2022-05	72	2530,76	5,24	34,58
BREJINHO RN	TERRA	2022-10	2022-09	2591	2870,07	5,25	1416,69
BREJINHO RN	TERRA	2022-11	2022-09	2587	2865,44	5,27	1405,66
BREJINHO RN	TERRA	2022-12	2022-09	2500	2530,76	5,24	1207,07
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-09	2022-09	0	2801,09	5,24	0,00
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-10	2022-09	0	2870,07	5,25	0,00
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-11	2022-09	0	2865,44	5,27	0,00
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-12	2022-09	0	2530,76	5,24	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2020-12	2020-12	0	1442,19	5,15	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-01	2020-12	0	1672,28	5,36	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-02	2020-12	0	1907,45	5,42	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-03	2020-12	0	2077,33	5,65	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-04	2020-12	0	1988,05	5,56	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-05	2020-12	0	1996,29	5,29	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-06	2020-12	0	2030,73	5,03	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-07	2020-12	0	2114,43	5,16	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-08	2020-12	0	2013,16	5,25	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-09	2020-12	0	2149,98	5,28	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-10	2020-12	0	2527,66	5,54	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-11	2020-12	0	2426,19	5,56	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-12	2020-12	0	2268,34	5,65	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-01	2020-12	0	2682,31	5,53	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-02	2020-12	0	2802,03	5,20	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-03	2020-12	0	3191,44	4,97	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-04	2020-12	0	2624,56	4,76	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-05	2020-12	554	2822,74	4,95	315,50
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-06	2020-12	0	2932,54	5,05	0,29
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-07	2020-12	4	2880,24	5,37	1,93
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-08	2020-12	68	2602,81	5,14	34,61
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-09	2020-12	0	2306,99	5,24	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-10	2020-12	0	2238,18	5,25	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-11	2020-12	0	2331,68	5,27	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-12	2020-12	0	2086,87	5,24	0,00
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-06	2022-05	339	3662,44	5,05	245,66
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-07	2022-05	207	3561,01	5,37	137,09
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-08	2022-05	86	3080,01	5,14	51,57
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-09	2022-05	222	2801,09	5,24	118,88
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-10	2022-05	0	2870,07	5,25	0,00
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-11	2022-05	0	2865,44	5,27	0,00
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-12	2022-05	1264	2530,76	5,24	610,33

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

LORENA	TERRA	2022-08	2022-07	312	3080,01	5,14	186,97
LORENA	TERRA	2022-09	2022-07	120	2801,09	5,24	64,36
LORENA	TERRA	2022-10	2022-07	0	2870,07	5,25	0,00
LORENA	TERRA	2022-11	2022-07	0	2865,44	5,27	0,00
LORENA	TERRA	2022-12	2022-07	0	2530,76	5,24	0,00
MACAU	TERRA	2022-09	2022-09	0	2623,52	5,24	0,00
MACAU	TERRA	2022-10	2022-09	0	2634,79	5,25	0,00
MACAU	TERRA	2022-11	2022-09	0	2673,46	5,27	0,00
MACAU	TERRA	2022-12	2022-09	0	2372,33	5,24	0,00
MOSSORO	TERRA	2020-08	2020-07	0	1393,09	5,46	0,00
MOSSORO	TERRA	2020-09	2020-07	5	1245,35	5,40	1,08
MOSSORO	TERRA	2020-10	2020-07	53	1259,33	5,63	11,89
MOSSORO	TERRA	2020-11	2020-07	0	1331,51	5,42	0,00
MOSSORO	TERRA	2020-12	2020-07	0	1455,00	5,15	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-01	2020-07	0	1692,57	5,36	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-02	2020-07	0	1930,68	5,42	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-03	2020-07	0	2104,31	5,65	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-04	2020-07	0	2014,55	5,56	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-05	2020-07	0	2022,31	5,29	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-06	2020-07	0	2056,89	5,03	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-07	2020-07	0	2142,74	5,16	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-08	2020-07	0	2040,66	5,25	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-09	2020-07	0	2177,84	5,28	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-10	2020-07	0	2559,66	5,54	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-11	2020-07	0	2457,15	5,56	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-12	2020-07	0	2296,56	5,65	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-01	2020-07	0	2722,00	5,53	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-02	2020-07	0	2844,09	5,20	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-03	2020-07	4	3196,35	4,97	2,74
MOSSORO	TERRA	2022-04	2020-07	96	2620,75	4,76	53,05
MOSSORO	TERRA	2022-05	2020-07	46	2834,46	4,95	26,40
MOSSORO	TERRA	2022-06	2020-07	72	2902,51	5,05	41,15
MOSSORO	TERRA	2022-07	2020-07	17	2852,06	5,37	8,91
MOSSORO	TERRA	2022-08	2020-07	0	2583,35	5,14	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-09	2020-07	0	2268,52	5,24	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-10	2020-07	0	2171,63	5,25	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-11	2020-07	0	2289,49	5,27	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-12	2020-07	0	2054,47	5,24	0,00
PAJEU	TERRA	2022-04	2022-03	0	3007,25	4,76	0,00
PAJEU	TERRA	2022-05	2022-03	12	3340,08	4,95	7,93
PAJEU	TERRA	2022-06	2022-03	28	3662,44	5,05	20,08
PAJEU	TERRA	2022-07	2022-03	60	3561,01	5,37	39,99

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

PAJEU	TERRA	2022-08	2022-03	0	3080,01	5,14	0,00
PAJEU	TERRA	2022-09	2022-03	0	2801,09	5,24	0,00
PAJEU	TERRA	2022-10	2022-03	6	2870,07	5,25	3,15
PAJEU	TERRA	2022-11	2022-03	18	2865,44	5,27	10,00
PAJEU	TERRA	2022-12	2022-03	50	2530,76	5,24	23,93
POCO VERDE	TERRA	2020-08	2020-07	0	1393,09	5,46	0,00
POCO VERDE	TERRA	2020-09	2020-07	0	1245,35	5,40	0,00
POCO VERDE	TERRA	2020-10	2020-07	31	1371,97	5,63	7,62
POCO VERDE	TERRA	2020-11	2020-07	46	1331,51	5,42	11,38
POCO VERDE	TERRA	2020-12	2020-07	2	1455,00	5,15	0,59
POCO VERDE	TERRA	2021-01	2020-07	11	1692,57	5,36	3,37
POCO VERDE	TERRA	2021-02	2020-07	24	1930,68	5,42	8,41
POCO VERDE	TERRA	2021-03	2020-07	0	2104,31	5,65	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-04	2020-07	0	2014,55	5,56	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-05	2020-07	0	2022,31	5,29	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-06	2020-07	76	2056,89	5,03	31,01
POCO VERDE	TERRA	2021-07	2020-07	137	2142,74	5,16	56,74
POCO VERDE	TERRA	2021-08	2020-07	58	2040,66	5,25	22,41
POCO VERDE	TERRA	2021-09	2020-07	43	2177,84	5,28	17,64
POCO VERDE	TERRA	2021-10	2020-07	82	2559,66	5,54	37,76
POCO VERDE	TERRA	2021-11	2020-07	0	2457,15	5,56	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-12	2020-07	0	2296,56	5,65	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-01	2020-07	0	2722,00	5,53	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-02	2020-07	0	2844,09	5,20	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-03	2020-07	0	3196,35	4,97	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-04	2020-07	0	2620,75	4,76	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-05	2020-07	0	2834,46	4,95	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-06	2020-07	0	2902,51	5,05	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-07	2020-07	0	2852,06	5,37	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-08	2020-07	0	2583,35	5,14	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-09	2020-07	0	2268,52	5,24	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-10	2020-07	0	2171,63	5,25	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-11	2020-07	0	2289,49	5,27	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-12	2020-07	0	2054,47	5,24	0,00
SALINA CRISTAL	TERRA	2022-12	2022-12	0	3042,79	5,24	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-06	2022-06	0	3198,71	5,05	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-07	2022-06	0	3127,33	5,37	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-08	2022-06	0	2772,34	5,14	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-09	2022-06	0	2465,51	5,24	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-10	2022-06	0	2427,14	5,25	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-11	2022-06	0	2503,34	5,27	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-12	2022-06	0	2231,50	5,24	0,00

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

ALBACORA LESTE	MAR	2022-11	2022-11	48964	2289,77	5,27	21258,41
ALBACORA LESTE	MAR	2022-12	2022-11	51883	2051,76	5,24	20307,52
CARAPEBA	MAR	2021-01	2021-01	0	1775,40	5,36	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-02	2021-01	0	2029,40	5,42	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-03	2021-01	0	2217,74	5,65	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-04	2021-01	0	2138,63	5,56	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-05	2021-01	0	2157,99	5,29	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-06	2021-01	0	2188,15	5,03	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-07	2021-01	0	2288,51	5,16	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-08	2021-01	0	2189,57	5,25	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-09	2021-01	0	2329,81	5,28	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-10	2021-01	0	2570,71	5,54	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-11	2021-01	0	2467,92	5,56	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-12	2021-01	0	2308,84	5,65	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-01	2021-01	0	2741,50	5,53	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-02	2021-01	0	2862,61	5,20	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-03	2021-01	0	3281,38	4,97	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-04	2021-01	0	2698,96	4,76	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-05	2021-01	0	2892,60	4,95	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-06	2021-01	0	3010,99	5,05	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-07	2021-01	0	2958,45	5,37	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-08	2021-01	0	2677,60	5,14	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-09	2021-01	2664	2377,38	5,24	1209,44
CARAPEBA	MAR	2022-10	2021-01	11298	2309,68	5,25	4970,51
CARAPEBA	MAR	2022-11	2021-01	0	2402,42	5,27	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-12	2021-01	0	2149,87	5,24	0,00
PARGO	MAR	2021-01	2021-01	1939	1702,11	5,36	616,05
PARGO	MAR	2021-02	2021-01	0	1941,54	5,42	0,00
PARGO	MAR	2021-03	2021-01	0	2115,91	5,65	0,00
PARGO	MAR	2021-04	2021-01	0	2025,51	5,56	0,00
PARGO	MAR	2021-05	2021-01	0	2033,35	5,29	0,00
PARGO	MAR	2021-06	2021-01	0	2101,38	5,03	0,00
PARGO	MAR	2021-07	2021-01	1667	2196,79	5,16	710,13
PARGO	MAR	2021-08	2021-01	0	2091,14	5,25	0,00
PARGO	MAR	2021-09	2021-01	0	2239,26	5,28	0,00
PARGO	MAR	2021-10	2021-01	0	2621,52	5,54	0,00
PARGO	MAR	2021-11	2021-01	0	2534,86	5,56	0,00
PARGO	MAR	2021-12	2021-01	3509	2365,22	5,65	1468,81
PARGO	MAR	2022-01	2021-01	0	2739,81	5,53	0,00
PARGO	MAR	2022-02	2021-01	0	2862,45	5,20	0,00
PARGO	MAR	2022-03	2021-01	0	3263,70	4,97	0,00
PARGO	MAR	2022-04	2021-01	0	2682,16	4,76	0,00

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

PARGO	MAR	2022-05	2021-01	0	2909,76	4,95	0,00
PARGO	MAR	2022-06	2021-01	0	3004,97	5,05	0,00
PARGO	MAR	2022-07	2021-01	0	2948,83	5,37	0,00
PARGO	MAR	2022-08	2021-01	0	2655,95	5,14	0,00
PARGO	MAR	2022-09	2021-01	0	2342,42	5,24	0,00
PARGO	MAR	2022-10	2021-01	0	2262,09	5,25	0,00
PARGO	MAR	2022-11	2021-01	0	2368,07	5,27	0,00
PARGO	MAR	2022-12	2021-01	0	2120,76	5,24	0,00
VERMELHO	MAR	2021-01	2021-01	963	1702,11	5,36	305,99
VERMELHO	MAR	2021-02	2021-01	0	1941,54	5,42	0,00
VERMELHO	MAR	2021-03	2021-01	442	2115,91	5,65	165,78
VERMELHO	MAR	2021-04	2021-01	2042	2025,51	5,56	743,61
VERMELHO	MAR	2021-05	2021-01	743	2033,35	5,29	285,61
VERMELHO	MAR	2021-06	2021-01	1878	2101,38	5,03	784,61
VERMELHO	MAR	2021-07	2021-01	1267	2196,79	5,16	539,88
VERMELHO	MAR	2021-08	2021-01	0	2091,14	5,25	0,00
VERMELHO	MAR	2021-09	2021-01	0	2239,26	5,28	0,00
VERMELHO	MAR	2021-10	2021-01	0	2621,52	5,54	0,00
VERMELHO	MAR	2021-11	2021-01	0	2534,86	5,56	0,00
VERMELHO	MAR	2021-12	2021-01	0	2365,22	5,65	0,00
VERMELHO	MAR	2022-01	2021-01	0	2739,81	5,53	0,00
VERMELHO	MAR	2022-02	2021-01	0	2862,45	5,20	0,00
VERMELHO	MAR	2022-03	2021-01	0	3263,70	4,97	0,00
VERMELHO	MAR	2022-04	2021-01	0	2682,16	4,76	0,00
VERMELHO	MAR	2022-05	2021-01	0	2909,76	4,95	0,00
VERMELHO	MAR	2022-06	2021-01	0	3004,97	5,05	0,00
VERMELHO	MAR	2022-07	2021-01	0	2948,83	5,37	0,00
VERMELHO	MAR	2022-08	2021-01	0	2655,95	5,14	0,00
VERMELHO	MAR	2022-09	2021-01	0	2342,42	5,24	0,00
VERMELHO	MAR	2022-10	2021-01	0	2262,09	5,25	0,00
VERMELHO	MAR	2022-11	2021-01	0	2368,07	5,27	0,00
VERMELHO	MAR	2022-12	2021-01	0	2120,76	5,24	0,00

*excluído o ano de 2023.

Anexo 7

Cálculo dos royalties sobre a produção incremental - campos com alíquotas reduzidas no período posterior à aprovação da redução de royalties*

CAMPO	LOCAL	DATA_PRODUCAO	VALOR PRODUCAO (Mil US\$)	ALIQUOTA POS (%)	VALOR ROYALTIES (Mil US\$)
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2020-10	555,09	7,28	40,41
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2020-11	705,07	7,28	51,33
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2020-12	948,00	7,28	69,01
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-01	605,11	7,28	44,05
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-02	575,69	7,28	41,91
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-03	1165,21	7,28	84,83
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-04	668,15	7,28	48,64
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-05	647,36	7,28	47,13
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-06	1275,71	7,28	92,87
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-07	1483,34	7,28	107,99
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-08	460,76	7,28	33,54
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-09	143,86	7,28	10,47
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-10	250,81	7,28	18,26
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-11	840,43	7,28	61,18
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2021-12	346,92	7,28	25,26
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-01	0,00	7,28	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-02	590,49	7,28	42,99
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-03	1548,56	7,28	112,74
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-04	0,00	7,28	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-05	0,00	7,28	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-06	0,00	7,28	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-07	0,00	7,28	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-08	0,00	7,28	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-09	0,00	7,28	0,00
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-10	72,75	7,28	5,30
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-11	46,32	7,28	3,37
ALTO DO RODRIGUES	TERRA	2022-12	126,42	7,28	9,20
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-06	893,57	5,46	48,79
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-07	915,23	5,46	49,97
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-08	16,78	5,46	0,92
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-09	0,00	5,46	0,00
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-10	0,00	5,46	0,00

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

BOA ESPERANCA	TERRA	2022-11	80,74	5,46	4,41
BOA ESPERANCA	TERRA	2022-12	34,58	5,46	1,89
BREJINHO RN	TERRA	2022-10	1416,69	5,86	83,02
BREJINHO RN	TERRA	2022-11	1405,66	5,86	82,37
BREJINHO RN	TERRA	2022-12	1207,07	5,86	70,73
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-09	0,00	6	0,00
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-10	0,00	6	0,00
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-11	0,00	6	0,00
CACHOEIRINHA	TERRA	2022-12	0,00	6	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2020-12	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-01	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-02	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-03	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-04	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-05	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-06	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-07	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-08	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-09	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-10	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-11	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2021-12	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-01	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-02	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-03	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-04	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-05	315,50	7,05	22,24
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-06	0,29	7,05	0,02
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-07	1,93	7,05	0,14
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-08	34,61	7,05	2,44
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-09	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-10	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-11	0,00	7,05	0,00
FAZENDA SANTA LUZIA	TERRA	2022-12	0,00	7,05	0,00
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-06	245,66	6,16	15,13
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-07	137,09	6,16	8,44
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-08	51,57	6,16	3,18
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-09	118,88	6,16	7,32
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-10	0,00	6,16	0,00
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-11	0,00	6,16	0,00
LESTE DE POCO XAVIER	TERRA	2022-12	610,33	6,16	37,60
LORENA	TERRA	2022-08	186,97	5,69	10,64

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

LORENA	TERRA	2022-09	64,36	5,69	3,66
LORENA	TERRA	2022-10	0,00	5,69	0,00
LORENA	TERRA	2022-11	0,00	5,69	0,00
LORENA	TERRA	2022-12	0,00	5,69	0,00
MACAU	TERRA	2022-09	0,00	6,67	0,00
MACAU	TERRA	2022-10	0,00	6,67	0,00
MACAU	TERRA	2022-11	0,00	6,67	0,00
MACAU	TERRA	2022-12	0,00	6,67	0,00
MOSSORO	TERRA	2020-08	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2020-09	1,08	9,04	0,10
MOSSORO	TERRA	2020-10	11,89	9,04	1,08
MOSSORO	TERRA	2020-11	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2020-12	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-01	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-02	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-03	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-04	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-05	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-06	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-07	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-08	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-09	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-10	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-11	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2021-12	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-01	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-02	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-03	2,74	9,04	0,25
MOSSORO	TERRA	2022-04	53,05	9,04	4,80
MOSSORO	TERRA	2022-05	26,40	9,04	2,39
MOSSORO	TERRA	2022-06	41,15	9,04	3,72
MOSSORO	TERRA	2022-07	8,91	9,04	0,81
MOSSORO	TERRA	2022-08	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-09	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-10	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-11	0,00	9,04	0,00
MOSSORO	TERRA	2022-12	0,00	9,04	0,00
PAJEU	TERRA	2022-04	0,00	7,5	0,00
PAJEU	TERRA	2022-05	7,93	7,5	0,60
PAJEU	TERRA	2022-06	20,08	7,5	1,51
PAJEU	TERRA	2022-07	39,99	7,5	3,00
PAJEU	TERRA	2022-08	0,00	7,5	0,00

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

PAJEU	TERRA	2022-09	0,00	7,5	0,00
PAJEU	TERRA	2022-10	3,15	7,5	0,24
PAJEU	TERRA	2022-11	10,00	7,5	0,75
PAJEU	TERRA	2022-12	23,93	7,5	1,80
POCO VERDE	TERRA	2020-08	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2020-09	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2020-10	7,62	5,68	0,43
POCO VERDE	TERRA	2020-11	11,38	5,68	0,65
POCO VERDE	TERRA	2020-12	0,59	5,68	0,03
POCO VERDE	TERRA	2021-01	3,37	5,68	0,19
POCO VERDE	TERRA	2021-02	8,41	5,68	0,48
POCO VERDE	TERRA	2021-03	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-04	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-05	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-06	31,01	5,68	1,76
POCO VERDE	TERRA	2021-07	56,74	5,68	3,22
POCO VERDE	TERRA	2021-08	22,41	5,68	1,27
POCO VERDE	TERRA	2021-09	17,64	5,68	1,00
POCO VERDE	TERRA	2021-10	37,76	5,68	2,14
POCO VERDE	TERRA	2021-11	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2021-12	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-01	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-02	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-03	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-04	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-05	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-06	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-07	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-08	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-09	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-10	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-11	0,00	5,68	0,00
POCO VERDE	TERRA	2022-12	0,00	5,68	0,00
SALINA CRISTAL	TERRA	2022-12	0,00	7,33	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-06	0,00	8,14	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-07	0,00	8,14	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-08	0,00	8,14	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-09	0,00	8,14	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-10	0,00	8,14	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-11	0,00	8,14	0,00
TABULEIRO DOS MARTINS	TERRA	2022-12	0,00	8,14	0,00
ALBACORA LESTE	MAR	2022-11	21258,41	9,25	1966,40

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

ALBACORA LESTE	MAR	2022-12	20307,52	9,25	1878,45
CARAPEBA	MAR	2021-01	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-02	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-03	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-04	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-05	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-06	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-07	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-08	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-09	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-10	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-11	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2021-12	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-01	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-02	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-03	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-04	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-05	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-06	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-07	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-08	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-09	1209,44	8,78	106,19
CARAPEBA	MAR	2022-10	4970,51	8,78	436,41
CARAPEBA	MAR	2022-11	0,00	8,78	0,00
CARAPEBA	MAR	2022-12	0,00	8,78	0,00
PARGO	MAR	2021-01	616,05	9,06	55,81
PARGO	MAR	2021-02	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-03	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-04	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-05	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-06	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-07	710,13	9,06	64,34
PARGO	MAR	2021-08	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-09	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-10	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-11	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2021-12	1468,81	9,06	133,07
PARGO	MAR	2022-01	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-02	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-03	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-04	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-05	0,00	9,06	0,00

Medidas de incentivo à produção incremental em campos maduros:
impactos sobre a atividade petrolífera | SDC – ANP | 2024

PARGO	MAR	2022-06	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-07	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-08	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-09	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-10	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-11	0,00	9,06	0,00
PARGO	MAR	2022-12	0,00	9,06	0,00
VERMELHO	MAR	2021-01	305,99	8,12	24,85
VERMELHO	MAR	2021-02	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2021-03	165,78	8,12	13,46
VERMELHO	MAR	2021-04	743,61	8,12	60,38
VERMELHO	MAR	2021-05	285,61	8,12	23,19
VERMELHO	MAR	2021-06	784,61	8,12	63,71
VERMELHO	MAR	2021-07	539,88	8,12	43,84
VERMELHO	MAR	2021-08	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2021-09	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2021-10	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2021-11	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2021-12	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-01	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-02	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-03	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-04	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-05	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-06	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-07	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-08	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-09	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-10	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-11	0,00	8,12	0,00
VERMELHO	MAR	2022-12	0,00	8,12	0,00

*excluído o ano de 2023.



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

