



CADERNO OPINIÃO

## *ROYALTIES* E EOR EM CAMPOS MADUROS NO BRASIL: DISCUSSÕES SOBRE ALÍQUOTAS E ARRECADAÇÕES





## **DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

## **ASSESSORIA ESTRATÉGICA**

Fernanda Delgado

## **EQUIPE DE PESQUISA**

### ***Coordenação Geral***

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

### ***Superintendente de Relações Institucionais e Responsabilidade Social***

Luiz Roberto Bezerra

### ***Superintendente de Ensino e P&D***

Felipe Gonçalves

### ***Coordenação de Pesquisa***

Magda Chambriard

### ***Pesquisadores***

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Ana Costa Marques Machado

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Gláucia Fernandes

Julio Pinguelli

Magda Chambriard

Marina de Abreu Azevedo

Priscila Martins Alves Carneiro

Thiago Gomes Toledo

## **PRODUÇÃO**

### ***Coordenação***

Simone C. Lecques de Magalhães

### ***Execução***

Beatriz Azevedo

Thatiane Araciro

### ***Diagramação***

Bruno Masello e Carlos Quintanilha



# PREFÁCIO

A produção dos campos de petróleo inexoravelmente declina. Para os campos na Bacia de Campos, no entanto, este declínio tem ocorrido em velocidade maior do que a de seus congêneres mundiais. Ou seja, o Brasil está desperdiçando recursos; empregos e renda estão deixando de ser criados.

O rápido declínio da produção dos Campos da Bacia de Campos, atualmente, começa a ganhar contornos dramáticos, privando de recursos seus beneficiários, em geral em situação de penúria fiscal. Esta situação tem como uma das causas subjacentes a estrutura fiscal da indústria petrolífera no Brasil, cujos efeitos são sentidos de forma mais aguda nas fases mais avançadas de produção dos campos— como é o caso dos Campos da Bacia de Campos.

Neste contexto, o artigo da FGV Energia é muito bem-vindo: ajuda a lançar luz neste tema de grande relevância para o país que pouco tem sido debatido.

O artigo revela a violência com que a falta de investimento agride os beneficiários dos *royalties* de campos na Bacia de Campos e demonstra como este efeito indesejável pode ser mitigado por meio da utilização de expediente fiscais já largamente utilizados por outros países.

Já no início do texto, ao estabelecer as bases de sua argumentação, a FGV Energia aponta os mecanismos disponíveis para conferir maior racionalidade à estrutura fiscal da indústria de óleo e gás. Enriquece seu

texto trazendo, também, experiências internacionais bem-sucedidas em racionalizar a tributação, pinçando, delas, boas práticas fiscais para a indústria do petróleo. Em particular, indica a gestão dos *royalties* como potente mecanismo de racionalização.

Fundamentado pelos conceitos que trouxe e amparado pelas experiências internacionais, a FGV Energia aborda, então, o tema nuclear de seu texto: a redução dos *royalties* como instrumento de racionalização fiscal para os campos maduros. Neste aspecto, robustece sua argumentação com um terceiro eixo analítico: simulações numéricas. Seus ensaios dão concretude à argumentação construída revelando um potencial aumento de receita fiscal da ordem de centenas de milhões de Reais, somente para o Município de Campos dos Goytacazes, caso as alíquotas de *royalties* fossem reduzidas.

O artigo da FGV Energia é oportuno e contribui para formação de massa crítica sobre este importante tema e sua abordagem, ainda que acadêmica, é didática e acessível. Por isso, recomendo sua leitura a todos que se interessem pelo tema.

Boa leitura.

**Decio Oddone**

Diretor Geral

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis – ANP

Fevereiro, 2020



## OPINIÃO

# ROYALTIES E EOR EM CAMPOS MADUROS NO BRASIL: DISCUSSÕES SOBRE ALÍQUOTAS E ARRECADAÇÕES

## 1. INTRODUÇÃO

Não há contra-argumento que a produção de petróleo do Brasil vem crescendo devido à alta produtividade do pré-sal. O campo de Lula, por exemplo, maior produtor do país, já atingiu a marca de um milhão de barris de petróleo produzidos por dia.

Na contramão desse crescimento, antigos campos

gigantes da bacia de Campos tem produção acen-tuadamente declinante (Figura 1). Marlim, que já teve pico de produção de 640 mil barris por dia de petróleo, hoje produz apenas 60 mil.

Apesar do reconhecido potencial do pré-sal e consequente contribuição para o país, não pode passar despercebido o fato de que os campos produtores da bacia de Campos, tem como municípios confrontantes os do norte-fluminense, principalmente, enquanto os do pré-sal da bacia de Santos produzem mais ao sul do Estado. Ou seja, a produção de petróleo está migrando do norte para o sul fluminense.

Nesse cenário surge a preocupação com a arrecadação dos municípios do norte fluminense e com suas capacidades de proporcionar emprego e renda para sua população.

Figura 1: Produção pós-sal – Bacia de Campos



Fonte: ANP, 2019

Este artigo analisa o impacto da redução da produção de petróleo e gás na porção norte do estado (decorrente de campos de águas rasas e profundas) bem como o impacto do possível estímulo à atividade econômica. Visa-se assim analisar como a redução da alíquota de *royalties* em campos maduros pode contribuir não apenas para o aumento na produção desses campos, mas também como estímulo à atividade econômica, investimentos e possível desenvolvimento social decorrente nas localidades onde este ajuste ocorra.

Portanto, serão analisados exemplos internacionais de como a redução de *royalties* contribuiu para o aumento da produção e estímulo ao desenvolvimento econômico. Em seguida, será exposto como a teoria econômica e as políticas de redução de carga tributária contribuem para o desenvolvimento

econômico (com foco nos *royalties*<sup>1</sup>). Na sequência será apresentada uma análise da conjuntura de arrecadação de *royalties* em campos maduros no Brasil e por que sua redução é necessária. Por fim, por meio de um estudo de caso, será analisada como uma eventual redução dos *royalties* sobre produção incremental poderia impactar favoravelmente a vida de três municípios fluminenses, que são afetados pela produção de petróleo.

Vale destacar que a ANP publicou em 24 de setembro de 2018 a Resolução nº 749/2018, para regulamentar o processo de redução da alíquota de *royalties* (para até 5%) incidentes sobre a produção incremental de campos maduros – mediante pedido da empresa operadora e comprovado o benefício econômico para os entes federados. Na época, o regulamento atendeu à Resolução nº 17/2017 do CNPE.

<sup>1</sup> De acordo com o Código Tributário Nacional, imposto é o tributo cuja obrigação tem por fato gerador uma situação independente de qualquer atividade estatal específica, relativa ao contribuinte. Por sua vez, taxas são tributos que têm como fato gerador o exercício regulador do poder de polícia ou a utilização, efetiva e potencial, de serviço público específico e divisível. Já contribuições de melhoria são tributos cobrados pela União, pelos Estados, pelo Distrito Federal e pelos Municípios, no âmbito de suas respectivas atribuições, para fazer face ao custo de obras públicas de que decorra a valorização imobiliária, tendo como limite total a despesa realizada e como limite individual o acréscimo de valor que da obra resultar para cada imóvel beneficiado. Ainda de acordo com o direito tributário, o *royalty* não é um imposto devido a sua natureza jurídica compensatória de reparar um dano causado àqueles que sofrem a exploração de certos recursos naturais. Entretanto, seu impacto econômico é análogo ao de um imposto, como será visto a seguir. Dessa forma, neste artigo, adotaremos a definição econômica e será assumido que o *royalty* tem um impacto econômico similar a um imposto.

## 2. DEFINIÇÃO DE ROYALTIES

*Royalty* é a forma mais tradicional de tributação dos recursos minerais no mundo. Ele é a compensação ao dono da terra pela exploração de um recurso mineral nela contido. No entanto, os *royalties* há muito já não são mais o único tributo incidente sobre a produção mineral. Portanto, para se analisar a viabilidade econômica de um projeto, toda a carga fiscal incidente sobre ele deve ser considerada.

Na teoria econômica contemporânea, *royalties* são concebidos para garantir que as gerações futuras usufruam dos benefícios que a exploração do recurso natural não renovável proporciona à geração atual (Junior et al., 2016)<sup>2</sup>.

No mundo, cada país tem sua própria forma de se apropriar da renda petrolífera. Enquanto em alguns apenas o governo central é beneficiário, em outros são os governos locais (províncias ou municípios) que se apropriam. O importante é que, independente do ente governamental que se aproprie da renda petrolífera, é comum ter essa renda variando ao longo do tempo, em função dos preços do petróleo no mercado internacional, do estágio de maturidade dos projetos ou de ambos.

No caso brasileiro, os *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural são por lei<sup>3</sup> um tributo ad valorem, ou seja, cobrado sobre o valor da

produção<sup>4</sup>, e que beneficiam a União. No setor petrolífero brasileiro, *royalties* são pagos mensalmente pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no país em função do valor da produção do campo. Essa estruturação dos *royalties* pode causar um efeito deletério em campos maduros devido a sua característica de incidência sobre a receita bruta, gerando tributos mesmo antes do projeto auferir algum lucro.

De acordo com a ANP o valor de *royalty* a ser pago pelos concessionários é obtido a partir das seguintes fórmulas:

$$\text{Royalty} = \text{alíquota} \times \text{valor da produção}$$

$$\text{Valor da produção} = (V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}}) + (V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}})$$

Em que:

**Royalty** = valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$;

**Alíquota** = percentual previsto no contrato de concessão do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;

**V<sub>petróleo</sub>** = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m<sup>3</sup>;

**P<sub>petróleo</sub>** = preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m<sup>3</sup>;

**V<sub>gn</sub>** = volume da produção do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em m<sup>3</sup>;

**P<sub>gn</sub>** = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial – 2ª edição/organização: Hélder Queiroz Pinto Junior [et al.] – 2. Ed. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

<sup>3</sup> Lei nº 9478/97, a lei do petróleo, define os *royalties* como sendo 10% da produção do petróleo, podendo ser reduzido a um mínimo de 5% em função de riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores pertinentes.

<sup>4</sup> É uma percentagem fixa cobrada sobre o faturamento bruto do petróleo e gás produzidos. Fonte: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/royalties>.

Desde 1953 os *royalties* eram iguais a 5% da receita bruta da produção. Apenas em 1997, em função da Lei nº 9.478/97, a Lei do Petróleo, eles passaram a ser fixados em, no máximo, 10%.

Para os contratos de concessão a alíquota é normalmente igual a 10%, podendo ser reduzida até 5%, em função da dificuldade de operação, da expectativa de produção, da infraestrutura existente, da proximidade do mercado, do risco

geológico e do tipo de produto. Para a cessão onerosa a alíquota é de 10%. Já para os contratos de partilha e para campos marginais é igual a 5%.

Contudo, desde a assinatura dos contratos do chamada Rodada Zero, em 1998, a ANP exerceu a prerrogativa de redução dos *royalties* em diversos campos produtores. A Tabela 1 apresenta tais alíquotas.

**Tabela 1: Campos de petróleo e gás natural e seus percentuais de royalties**

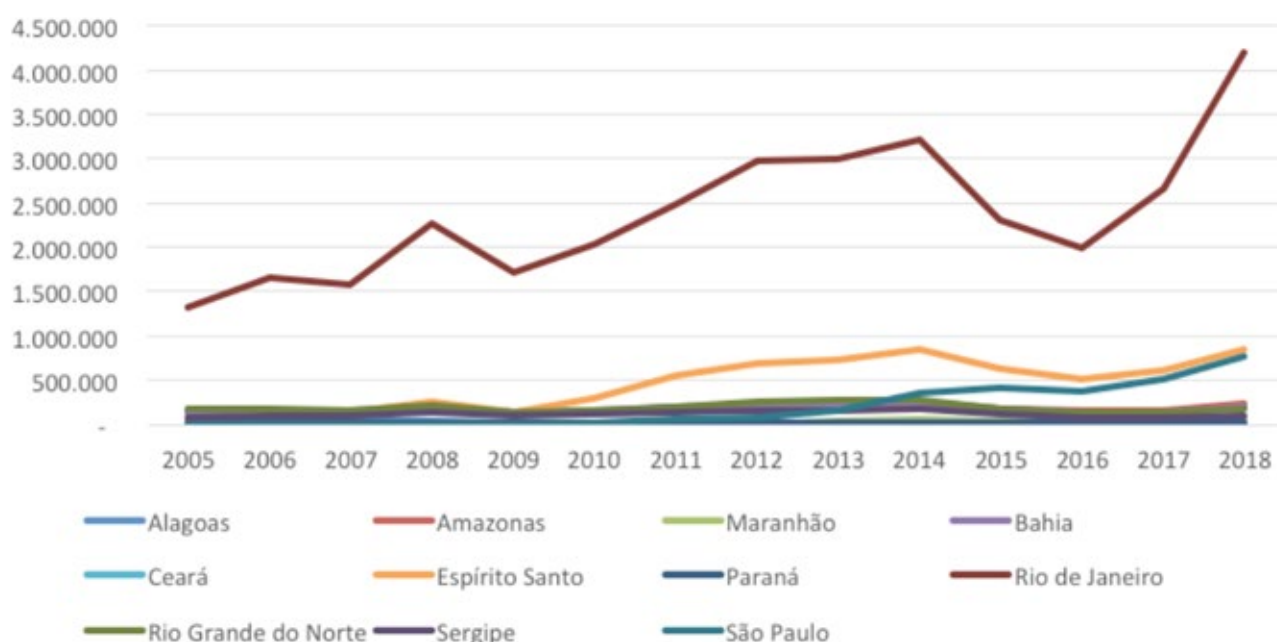
Campo	Royalties
Manati	7,5%
Voador	8,2%
Dom João Mar	8,3%
Lagosta	8,4%
Camorim e Merluza	8,5%
Tambaú, Cherne, Mexilhão e Uruguá	8,7%
Pescada, Arabaiana, Cangoá, Oeste de Ubarana e Peroá	8,8%
Caioba, Caratinga, Candeias e Parú	9,3%
Salema, Tatuí e Tartaruga	9,7%
Demais 58 campos marítimos	10,0%

Fonte: ANP

### 3. APURAÇÃO DE ROYALTIES

A Figura 2 apresenta o montante de *royalties* recebidos pelos estados brasileiros. Observa-se

a significativa diferença de valores auferidos pelo estado do Rio de Janeiro, em função da produção da bacia de Campos.

Figura 2 – *Royalties*, em reais, recebidos por estados brasileiros beneficiários, no período de 2007-2018

Fonte: ANP (2019)

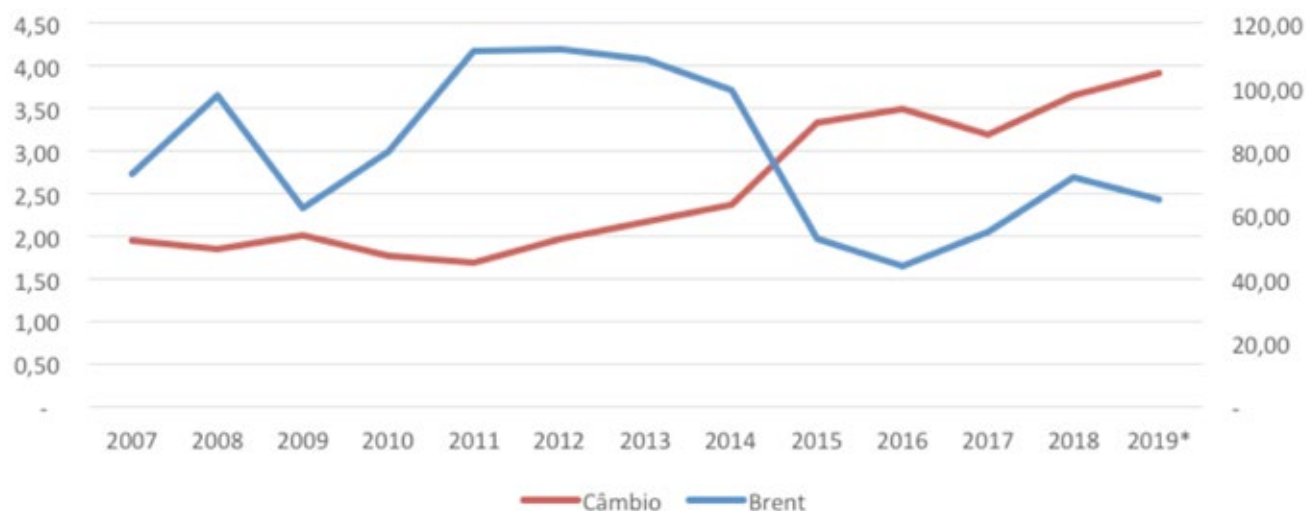
A Figura mostra ainda que o montante de *royalties* sofreu queda acentuada a partir de 2014, quando o preço do petróleo saiu de um patamar de mais de US\$ 100/barril, caindo até cerca de US\$ 35/barril. Vale mencionar que neste ano a Petrobras se viu em uma grave crise político-financeira e seu caixa foi seriamente afetado por esta queda de preços no mercado internacional. Todos esses fatores influenciaram na produção de petróleo em campos maduros. A opção de negócios da estatal não poderia ser outra que não se reorganizar, cortar gastos, desinvestir e focalizar seus investimentos nos projetos de maior retorno.

Logo, a opção da Petrobras por investimentos no pré-sal garantiu o crescimento da produção nacional, mas também exacerbou a queda de produção de campos maduros.

Como consequência da menor produção e menor preço do petróleo, alguns estados e municípios perderam parte da renda petrolífera. O impacto da queda só não foi maior porque, ao longo desse período, o Real se desvalorizou, compensando parte da queda da produção e dos preços. A Figura 3 mostra a evolução dos preços do petróleo do tipo Brent e da taxa de câmbio do dólar no Brasil.

<sup>6</sup> O pré-sal foi a opção óbvia, pelo seu alto potencial e grande ganho de escala.

Figura 3 – Valores do Brent em US\$/barril (eixo esquerdo) e câmbio em R\$/US\$ (eixo direito)

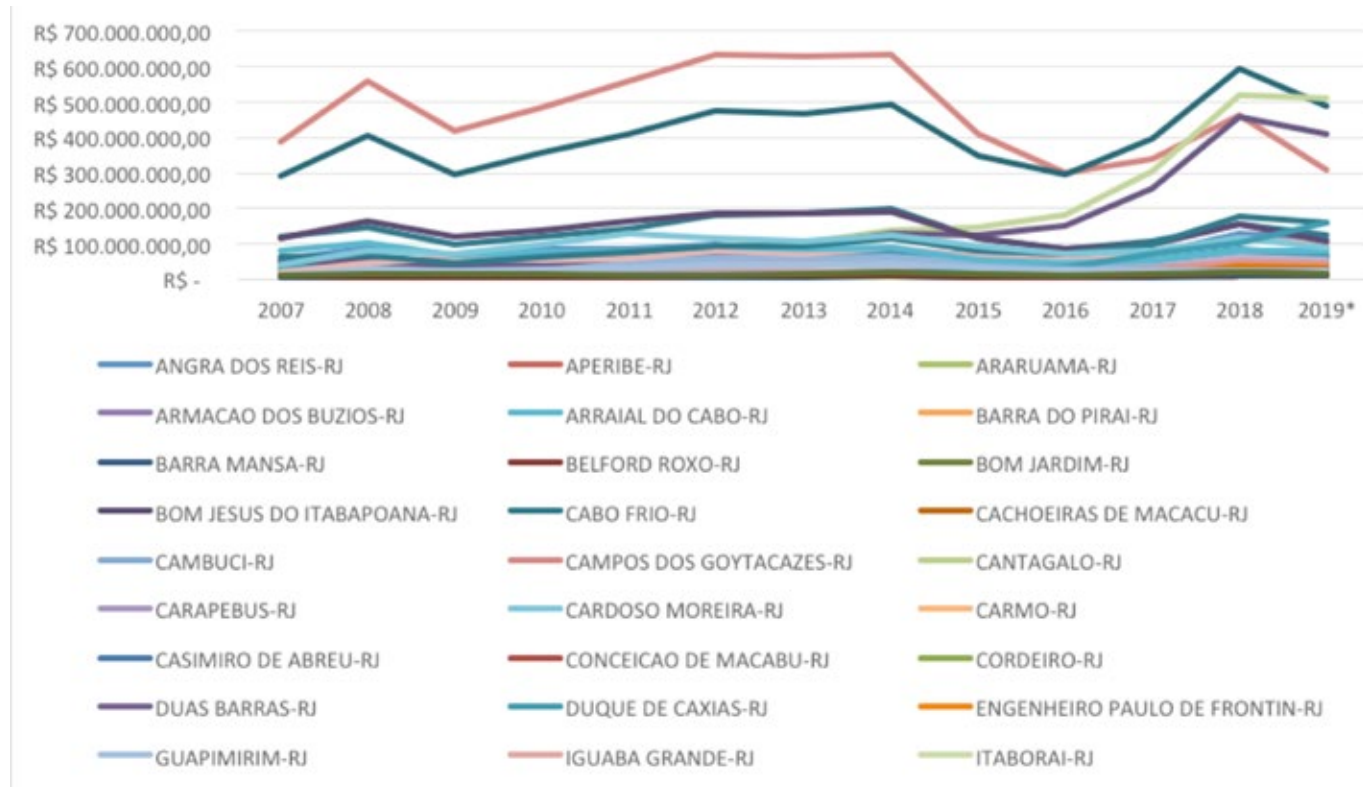


Fonte: ANP e Banco Central

Como visto na Figura 4, a queda de arrecadação também é verificada para vários municípios do estado do Rio de Janeiro. Historicamente,

os municípios que mais recebem *royalties* são Macaé e Campos dos Goytacazes.

Figura 4 - Royalties recebidos por municípios fluminenses no período de 2007-2019\*t

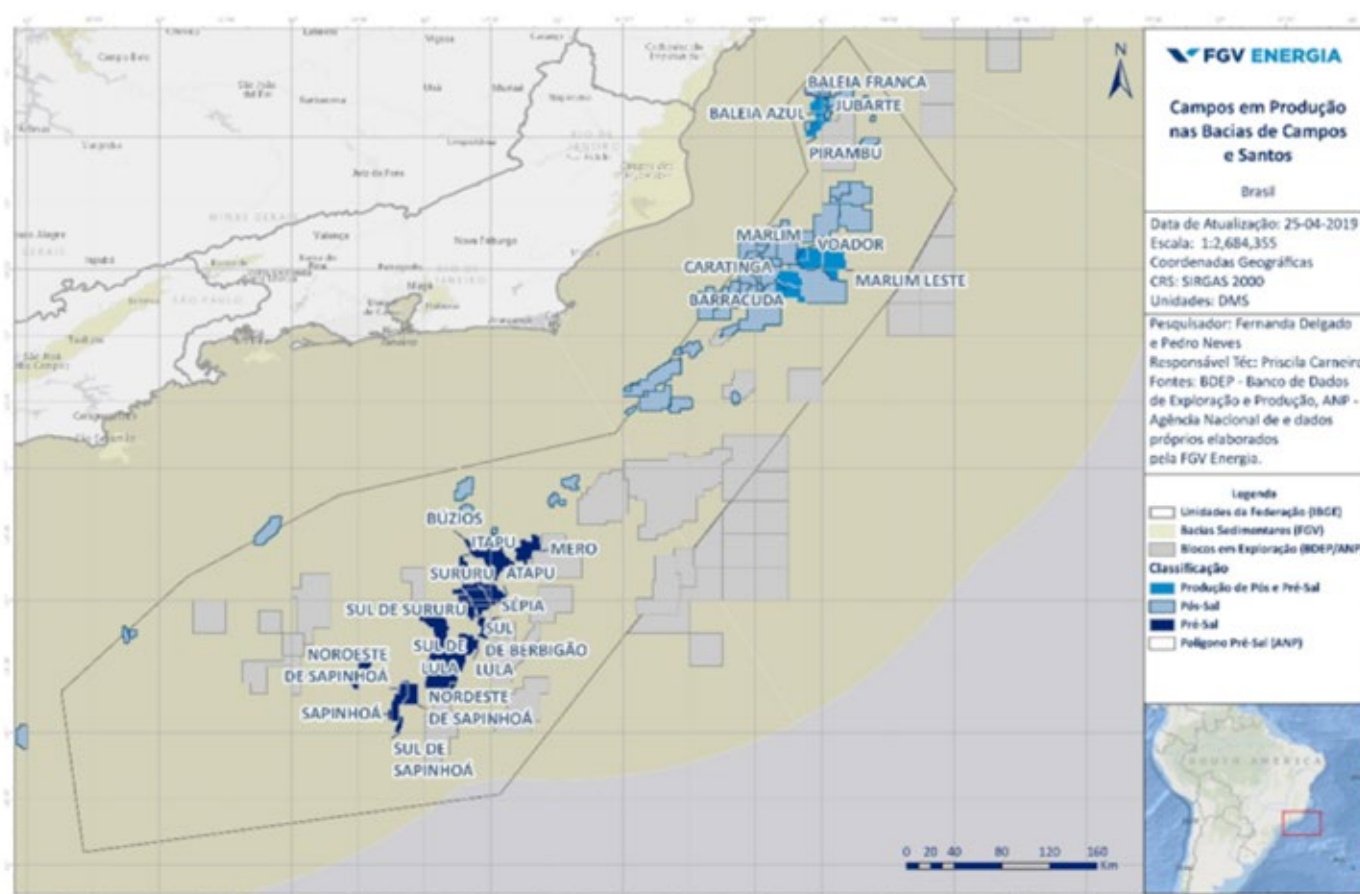


Fonte: ANP (2019).

Essa nova conjuntura de arrecadação estadual é decorrente do avanço no desenvolvimento dos campos do pré-sal, que mudou o mapa da distribuição dos *royalties* do petróleo. Maricá e Niterói vêm sendo cada vez mais beneficiadas pelo aumento da produção – principalmente dos campos de Lula e Sapinhoá – situados na área do pré-sal da bacia de Santos (Figura 5). Enquanto a

queda da produção da bacia de Campos provocou uma migração dos *royalties* de municípios como Campos e Macaé, no norte fluminense. É nesse contexto que surge a oportunidade de incentivo a novos investimentos e, campos já maduros, ou economicamente marginais, sejam eles localizados em água rasas ou profundas, na bacia de Campos.

**Figura 5: Mapa do pré-sal com seus principais campos produtores e municípios confrontantes**



Fonte: Elaboração própria

#### 4. EXEMPLOS INTERNACIONAIS DE APLICAÇÃO DE ROYALTIES

A queda dos preços do petróleo, ocorrida a partir de meados de 2014, afetou o caixa de diversos países e empresas, fazendo com que buscassem alternativas para garantir investimentos. Segundo a Bloomberg Market (2017), desde que os preços

do petróleo começaram a cair, no período 2014 a 2016, cinco “supermajors” mais do que duplicaram suas dívidas líquidas, atingindo uma dívida combinada de US\$ 220 bilhões. De acordo com a Wood Mackenzie (2018), a Shell e a Total anunciaram declínios de cerca de 70% em seus lucros anuais em 2015. Seus orçamentos de investimento

foram reduzidos e a aprovação de novos projetos ficou dependente da possibilidade de altas taxas de retorno.

Visando à atração de investimentos, governos de países produtores de petróleo passaram a buscar possibilidades de redução de carga fiscal. Na época, o Reino Unido ajustou sua estrutura regulatória, reduzindo impostos sobre a produção de petróleo e gás natural. A Taxa Suplementar (SC) foi reduzida de 32% para 10%, podendo chegar a zero, em função de subsídio ao investimento, desenvolvimento em cluster ou subsídio para projetos em terra<sup>5</sup>.

No Reino Unido, a política implementada pelo *Oil and Gas Authority* (OGA – entidade reguladora da indústria de petróleo e gás natural), torna obrigatório o esforço para a extensão da vida útil dos

campos<sup>6</sup>. Com isso, todos os operadores no país se comprometem com esse objetivo – pequenos e médios. Na elaboração das obrigações impostas por esta estratégia, leva-se em consideração que todas as partes interessadas (*stakeholders*) devem maximizar o valor líquido do óleo economicamente recuperável de forma que se conduzam investimentos e atividades que adicionem valor líquido global ao Reino Unido. O OGA busca, assim, o equilíbrio entre os benefícios da recuperação econômica do óleo e a necessidade de manter a confiança de investidores atuais e futuros para garantir o investimento na exploração e produção de petróleo.

Adicionalmente, Argentina, Cazaquistão e China também reduziram alguns impostos e taxas no último ciclo de preços baixos com o objetivo de incentivar a produção de petróleo e gás natural.

---

<sup>5</sup> Oil and Gas Tax Guide 2016 (Ernst&Young, 2016).

<sup>6</sup> A política que encoraja o aumento da recuperação de petróleo no Mar do Norte inglês é conhecida como *Maximize Economic Recovery* (MER).

Outros, como a Colômbia, introduziram incentivos fiscais visando reduzir o imposto a pagar em novos empreendimentos, mantendo as alíquotas altas na produção existente.

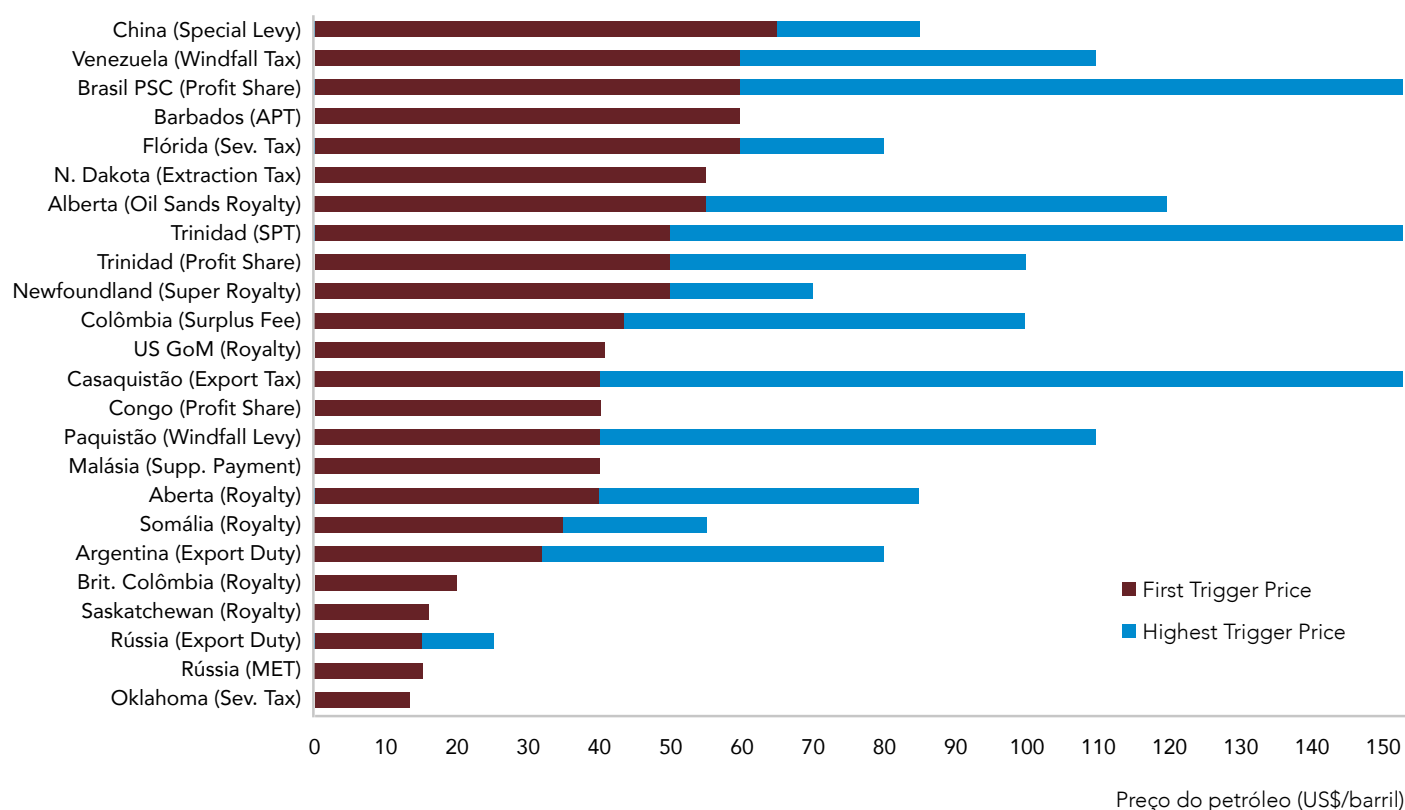
Outra estratégia de incentivo que está sendo explorada pelos governos é negociar impostos menores no futuro, caso os preços do petróleo voltem a níveis mais altos, em troca de uma parcela maior das receitas, agora associadas a preços mais baixos preços da *commodity*.

Vincular os termos fiscais diretamente ao nível do

preço do petróleo é uma característica de vários sistemas fiscais e reduz a necessidade de intervenção governamental à medida que os preços do petróleo flutuam. Essa foi a estratégia do Brasil, por exemplo, nos contratos de partilha de produção. A Figura 6 mostra as localidades que utilizam tal estratégia.

Em países cujos governos são altamente dependentes da tributação de petróleo e gás, pode haver uma demanda por taxas de impostos mais altas (Figura 7). Não há muito o que as empresas possam fazer nesse caso, a não ser interromper

**Figura 6 – Localidades onde os termos fiscais variam de acordo com os níveis de preços do petróleo no mercado internacional**



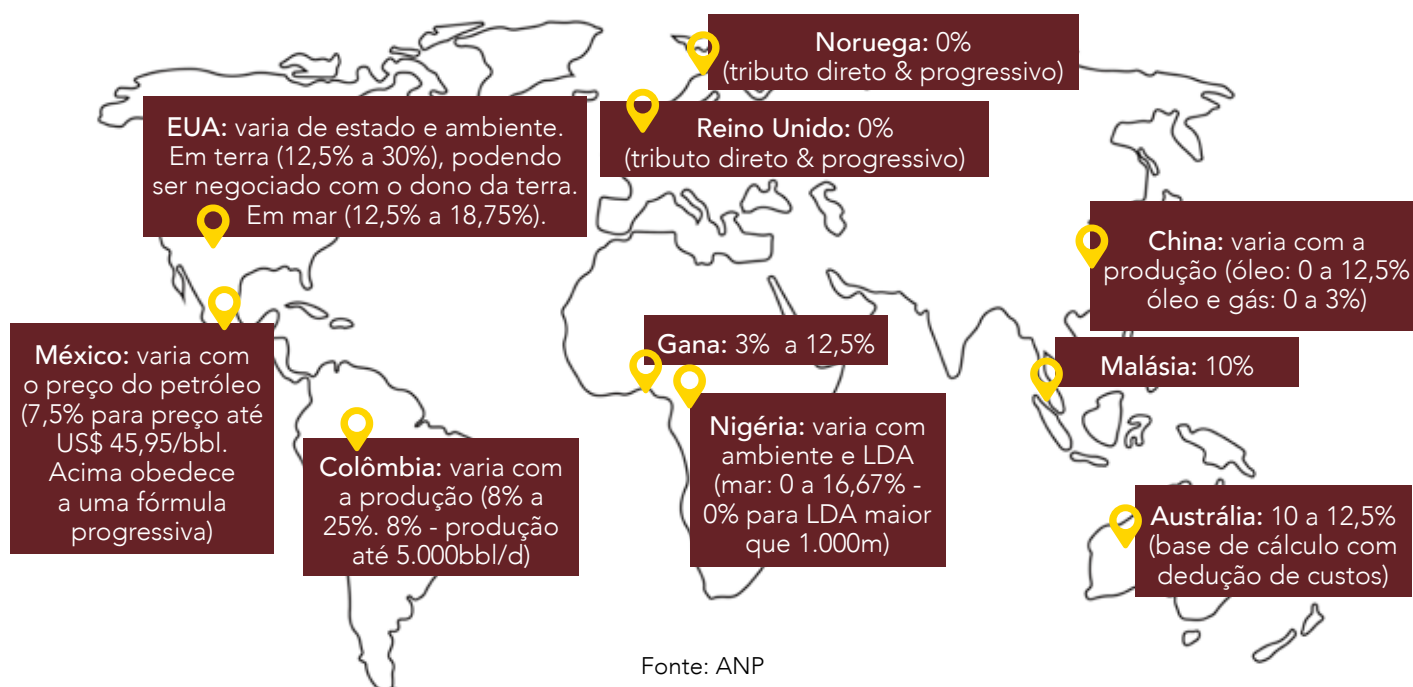
Fonte: Wood Mackenzie (2018).

a produção, o que é improvável. Aumentos de curto prazo na apropriação fiscal da produção podem resultar em problemas de longo prazo para o governo. Este é um verdadeiro paradoxo para os governos dependentes da arrecadação de impostos sobre o petróleo. A solução mais comum para manter o investimento é fazer com que os retornos futuros pareçam mais atraentes,

introduzindo incentivos ou diminuindo as alíquotas, como fez a Rússia.

Assim, redução da alíquota de *royalties*, nos países considerados nessa análise, foi majoritariamente adotada para que os objetivos de incremento à produção e estímulo à economia fossem atingidos.

Figura 7 – Exemplos de percentuais de royalties no mundo



## 5. A UTILIZAÇÃO DA REDUÇÃO DA ALÍQUOTA DE ROYALTIES COMO INSTRUMENTO DE ESTÍMULO À ECONOMIA

De acordo com a teoria econômica, a imposição de um imposto tem um efeito na economia por criar uma distorção entre o custo da empresa e o preço de mercado do bem, impactando a quanti-

dade produzida. Quanto maior o imposto, maior será a distorção, levando assim a uma menor quantidade produzida.

Dessa forma, uma redução de imposto estimula a economia por meio da limitação dessas distorções, afetando positivamente a produção do bem<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Neste momento, é necessário diferenciar impostos regressivos e a característica regressiva dos royalties. Na teoria econômica, impostos regressivos são aqueles que têm relação inversa com a renda do contribuinte. O imposto de renda, por exemplo, é um imposto progressivo, pois, quanto maior a renda, maior a alíquota cobrada do imposto. Por sua vez, o ICMS é um imposto regressivo dado que é cobrado do contribuinte, independente da sua renda. Já a característica regressiva dos royalties é um conceito diferente de imposto regressivo. Ela é assim chamada por incidir sobre a receita bruta, gerando tributos mesmo antes de um projeto auferir algum lucro, e podem açambarcar todo o valor do projeto, reduzindo a vida produtiva de um campo maduro, por exemplo. Nesse caso, a redução de *royalty* decorrente de produção incremental, conforme proposto pela ANP, teria o condão de ampliar a competitividade de novos projetos em campos em que já se observa significativo declínio de produção.

Ainda de acordo com a teoria econômica, os *royalties* são um tipo de tributo regressivo, de forma que afetam mais quem está pior (menor ou mais velho). Assim sendo, a redução da alíquota de *royalties*, por ser uma redução de imposto, tem inequívoco potencial de estimular a economia.

Com a redução dos *royalties* pagos, as empresas podem investir nas atividades de exploração e produção, impulsionando, assim, a atividade econômica das diversas localidades ligadas à indústria do petróleo e gás natural.

Esta é a discussão em curso neste momento no Brasil<sup>8</sup>. A redução da alíquota de *royalties* pagos pelas empresas exploradoras de petróleo e gás natural, em campos

maduros, é uma possibilidade que a sociedade vislumbra com o objetivo de estimular a produção e, por consequência, a atividade econômica nas localidades onde esses campos se encontram (Figura 8). Seu objetivo é o de viabilizar novos investimentos. Porém, apesar da boa vontade, nada aconteceu até agora. A análise mais aprofundada do regramento expõe o fato de que pequenas acumulações, passíveis de serem desenvolvidas como *upsides* exploratórios de campos existentes não encontram na regra vigente o suporte necessário para viabilizarem-se. Pode ser que seja necessário um ajuste de conceitos para englobar áreas hoje economicamente marginais e ressaltar a diferença entre esses dois conceitos (campos marginais e campos maduros). E estas serão as discussões detalhadas a seguir.

Figura 8 – Como os incentivos fiscais impulsionam o desenvolvimento de campos maduros?

Royalties são regressivos: não acompanham a rentabilidade do campo		
	Campo Novo	Fim da vida útil
Receita Bruta	1500	250
– Custos	200	200
Receita Líquida	1300	50
Royalties	150	25
Royalties/Receita Líquida	11,5%	↑↑ 50%



Fonte: ANP (2018)

<sup>8</sup> Posta em prática através da consulta e audiência pública da ANP  
<sup>9</sup> Sobre a característica regressiva dos royalties: vide nota 9.

## 6. CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE AS ALTERAÇÕES NA ALÍQUOTA DE ROYALTIES

A indústria petrolífera brasileira vive um momento de grandes transformações com um aprimoramento regulatório que busca trazer segurança jurídica para os investidores. Diante da necessidade de revitalizar a produção em campos maduros, o CNPE, por meio da Resolução 17/2017, delegou à ANP conceder redução de *royalties* (para até 5%) sobre a produção incremental dos campos, uma vez gerado um novo plano de investimentos. A agência regulamentou tal solicitação por meio da Resolução 749/2018. Espera-se que a medida promova uma política de incentivo, via revisão dos termos fiscais que auxilie a atração de investimentos para os projetos *brownfield*, principalmente.

Para aumentar a produção de óleo e gás em campos maduros, governos e operadores lançam mão de opções econômicas e técnicas. Por parte dos governos, extensão de contratos, incentivos econômicos e/ou adaptações regulatórias (como as discutidas aqui) são sempre considerados. Já por parte dos operadores, estes podem adensar a malha de poços perfurados no campo, ampliar métodos, aplicar novas tecnologias de recuperação, proceder *revamps* em instalações e/ou novas unidades de produção, reduzir custos e incorporar novas oportunidades exploratórias.

De acordo com cálculos da ANP, cada 1% a mais no fator de recuperação<sup>10</sup> dos campos maduros pode gerar investimentos de R\$ 26 bilhões. Ademais, ainda segundo a ANP, tais investimentos resultariam em um aumento das reservas de um bilhão de barris de óleo equivalente (incluindo gás natural). A estimativa é que esse volume adicional de reservas, ao serem produzidas, gere R\$ 16 bilhões em *royalties* ao longo dos anos.

## 7. ESTUDO DE CASO ILUSTRATIVO: REDUÇÃO DOS ROYALTIES EM CAMPOS MADUROS

A fim de ilustrar os benefícios já elencados, nesta seção será feita uma simulação de como novos investimentos poderiam impactar os 30 campos que contribuem para a aferição de *royalties* no município de Campos<sup>11</sup>.

Considerou-se como premissas da simulação

- a) a redução dos *royalties* seria incentivo suficiente para a viabilização desses novos investimentos, uma vez que o incremento de produção do campo-tipo seria vantajoso sob a ótica econômica;
- b) a situação do campos-tipo, situado em água rasa recebendo novos investimentos/ poços, e

<sup>10</sup> O fator de recuperação é igual à quantidade de óleo que é recuperável, sendo determinada por uma série de fatores, incluindo a permeabilidade das rochas, a força dos impulsos naturais (a presença de gás, a pressão da água adjacente ou gravidade), e a viscosidade do óleo.

<sup>11</sup> O município de Campos recebe *royalties* em função da produção de 30 dos cerca de 60 campos produtores da bacia de Campos. Dentre eles, 22 estão situados em águas rasas (de até 400 m) e 8 em águas profundas (além de 400 m). São eles: Albacora Leste, Anequim, Bagre, Barracuda, Bicudo, Bijupirá, Bonito, Carapeba, Caratinga, Cherne, Congro, Corvina, Enchova Oeste, Espadarte, Frade, Garoupa, Garupinha, Malhado, Marimbá, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Namorado, Parati, Pargo, Roncador, Salema, Vermelho, Viola e Voador.

um situado em água profunda, com produção e investimentos três vezes maiores;

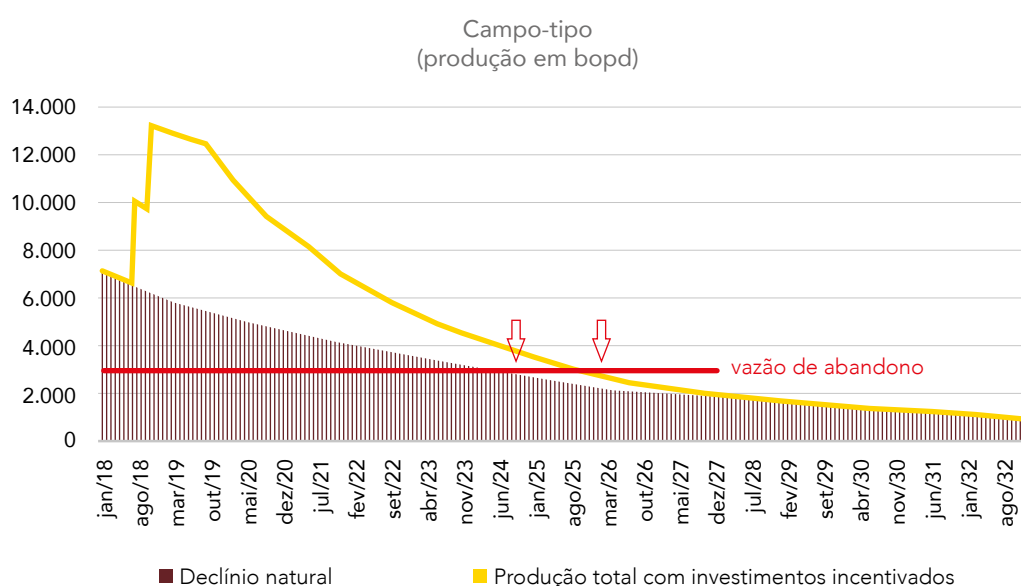
- c) c. os investimentos adicionais nos oito campos de águas profundas, cujo início de produção se deu a partir de 1997 e que, portanto, terão menos de 25 anos de efetiva produção em 2019, quando a resolução estaria em vigor;
- d) o declínio natural da Bacia de Campos, de cerca de 12% ao ano, e o incremento de produção gerado por novos projetos;
- e) o número de poços a perfurar, em cada um dos 30 campos, foi adotado a partir da comparação com o campo-tipo simulado;
- f) os valores de investimentos dos campos-tipo em águas profundas foram três vezes maiores que os adotados para os campos de águas rasas cuja produção afeta os *royalties* de municípios de Campos, mantendo-se o valor em US\$ por barril;

g) o rejuvenescimento de campos em águas rasas, duas sondas perfurando e completando um poço a cada dois meses. Já para os campos em águas profundas, a perfuração dos poços utilizava-se de três sondas de águas profundas, com cada sonda perfurando e completando um poço a cada quatro meses;

h) os investimentos adicionais foram realizados e encorajados pela redução de alíquota de *royalties* de 10% para até 5%, sendo fixos os valores de Brent e câmbio, em dezembro de 2017. Com o objetivo de exemplificar o impacto do rejuvenescimento dos campos na arrecadação dos municípios afetados pela produção de petróleo, foi adotado o município de Campos como exemplo (exemplo do impacto global do rejuvenescimento dos campos da Bacia de Campos).

O resultado obtido, adotando-se como válido o argumento de que a redução de *royalties* sobre

**Figura 9 – Declínio natural de produção e incremento de produção de petróleo, a partir de novos investimentos**



Fonte: Elaboração própria

<sup>15</sup> Sobre a característica regressiva dos *royalties*: vide nota 9.

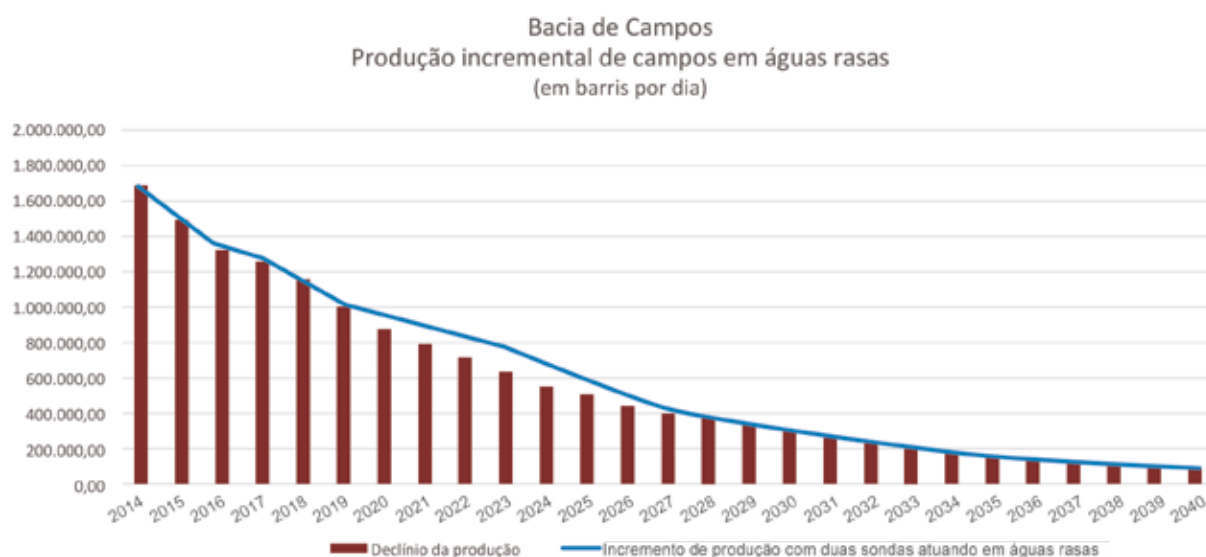
a produção incremental é suficiente para que as empresas antecipem tais investimentos, ilustra o ganho de produção (Figura 9), levando a uma arrecadação maior por um tempo mais longo.

A extensão da vida útil dos campos, observada no caso estudado, se apresenta como *cost-effective*, além de socialmente benéfica, pois garante maior nível de atividade econômica de

um setor que remunera acima da média do país<sup>12</sup>.

A partir dos campos-tipo, foram estimados os impactos na produção da bacia de Campos de investimentos adicionais nos 30 campos que contribuem para que o município de Campos aufera *royalties*. A Figura 10 mostra o impacto dos investimentos e perfurações adicionais (feitas com duas sondas) nos 22 campos situados em águas rasas.

**Figura 10: Curva de produção da bacia de Campos, considerando o rejuvenescimento de 22 campos de águas rasas**



Fonte: Elaboração própria

<sup>12</sup> Vide Caderno FGV Energia e FGV Projetos – Métricas Industriais para o Desenvolvimento do Setor de Óleo e Gás no Brasil - <http://fgvenergia.fgv.br/>

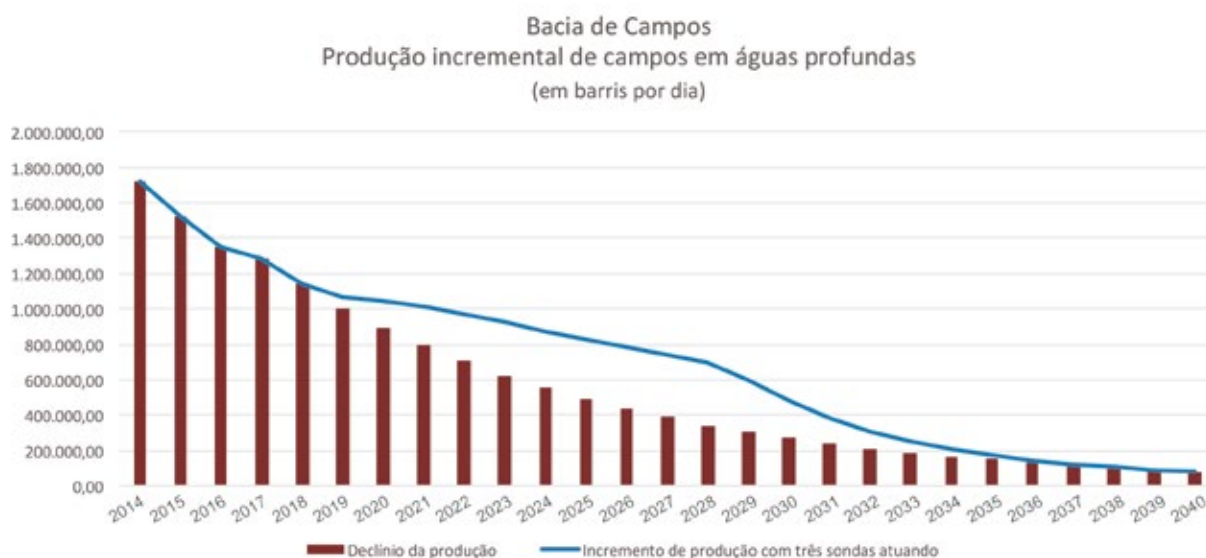
A Figura 11 mostra o impacto dos investimentos e perfurações adicionais (feitas com três sondas) nos oito campos situados em águas profundas.

A Figura 12 mostra o impacto dos investimentos e perfurações adicionais nos 30 campos situados em águas rasas e profundas.

A análise das figuras indica a possibilidade de redução de declínio da bacia de Campos, via ganho de produção advinda dos investimentos adicionais em campos da bacia.

O exercício realizado leva a uma estimativa de receita adicional de *royalties*, para o município de Campos, de cerca de R\$ 320 milhões<sup>13</sup>, apurados ao longo de 10 anos. Importa mencionar que esse valor adicional, reduzido a um valor médio mensal, representaria um acréscimo da ordem de 8,6% do valor dos *royalties* recebidos por Campos dos Goytacazes em dezembro de 2017. Com esses recursos adicionais, o município aumentaria sua capacidade de investimento, podendo ser destinado ao fomento do bem-estar socioeconômico da população local.

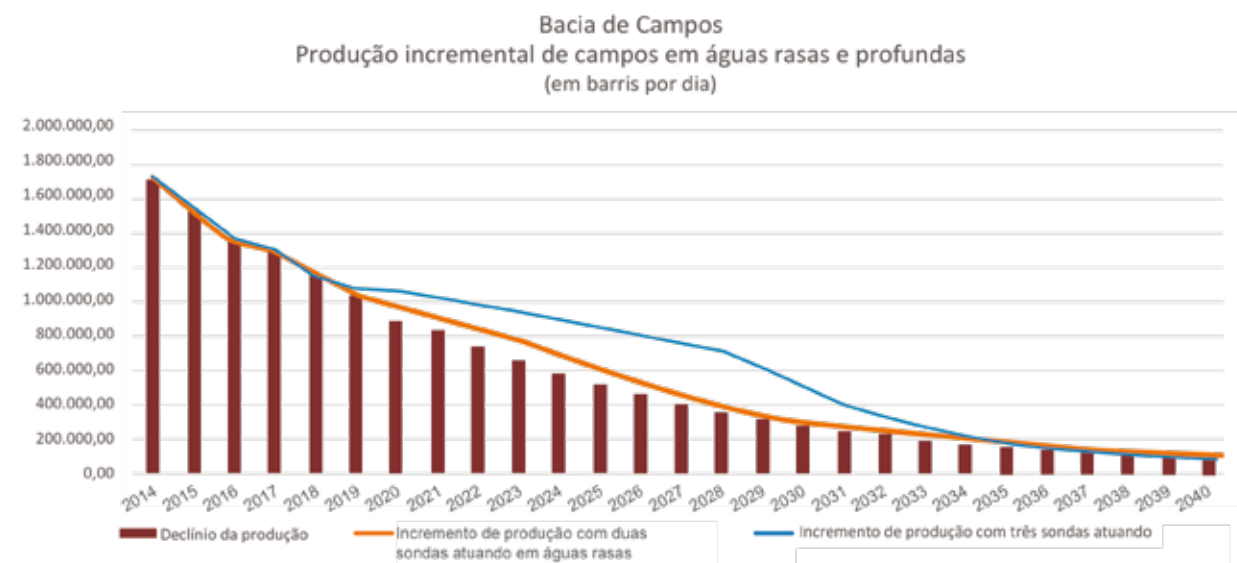
**Figura 11 – Curva de produção da bacia de Campos, considerando o rejuvenescimento de oito campos de águas profundas**



Fonte: Elaboração própria.

<sup>13</sup> Adotados valores de *royalties*, contribuições percentuais dos diversos campos para a apuração do valor total auferido pelo município, valores do petróleo Brent etc. conforme dados de dezembro de 2017, disponibilizados pela ANP.

Figura 12 – Curva de produção da bacia de Campos, considerando o rejuvenescimento de 30 campos situados em águas rasas e profundas



Fonte: Elaboração própria.

## 8. COMENTÁRIOS EM RELAÇÃO À MINUTA DE RESOLUÇÃO EM CONSULTA PÚBLICA

A queda na produção de petróleo do pós-sal, sal da bacia de Campos, que foi em torno de 30% nos últimos cinco anos, levou ao CNPE e à ANP a publicarem resoluções que tratem do estímulo a investimentos de petroleiras na revitalização de campos maduros<sup>15</sup>.

A resolução 749/2018 da ANP prevê uma redução das alíquotas de *royalties*, de 10% para até 5% sobre o volume de petróleo adicional produzido. A alíquota reduzida valeria para a produção que ultrapassar a prevista na curva de referência do campo.

Para receber o incentivo, o operador deveria enviar solicitação à ANP acompanhada de revisão do plano de desenvolvimento contendo projetos que

sustentem a previsão de produção incremental; estimativas de investimentos e volumes recuperáveis; e comprovação do benefício econômico para a União<sup>16</sup>, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental e participações governamentais adicionais.

O pleito do mercado – especialmente de pequenas e médias empresas interessadas em campos maduros – vai no sentido de se estimular a extensão da vida econômica dos campos, evitando o abandono prematuro e incentivando o pleno aproveitamento dos recursos. Adicionalmente, à medida que mais investimentos possam ser feitos nessas áreas, aumenta-se o fator de recuperação dos campos, ou seja, torna-se possível transformar mais recursos em reservas provadas, ampliando o volume de reservas do campo.

<sup>14</sup> Fonte: ANP, 2018.

<sup>15</sup> Para efeitos da resolução ANP, são considerados campos maduros aqueles que possuem 25 anos ou mais de produção e/ou possuem produção igual ou superior a 70% das reservas provadas.

<sup>16</sup> O texto da Minuta da Resolução em Consulta Pública está sendo contestado por alguns municípios devido à menção de comprovação de benefício econômico para a União da redução da alíquota de *royalties* em campos maduros (vide: <http://epbr.com.br/quem-e-a-favor-e-quem-e-contra-a-redução-dos-royalties/>). Argumenta-se que, a fim de seguir o que determina a Constituição, o texto da Minuta deveria incluir menção à comprovação de benefício econômico também aos estados e municípios.

Atualmente não há entidades – nem públicas nem privadas – que questionem o mérito da atração de novos investimentos em campos maduros.

Nesse contexto, a redução de *royalties* proposta pela ANP, como elemento facilitador de novos investimentos, é adequada e condizente com o que vem sendo praticado internacionalmente. Entretanto, resta analisar, porque, em dois anos de efetiva alteração regulatória, muito pouco foi feito na direção de se conceder aos solicitantes tal redução de alíquota de *royalty*. Será por inadequação dos pleitos da indústria? Ou por incapacidade de análise do órgão concedente?

Pode-se constatar a partir do histórico de produção desses campos, que todos eles merecem investimentos adicionais, e também que, muito provavelmente, tais investimentos não competiriam com novos projetos do pré-sal. Afinal, campos com reservas cuja previsão de esgotamento se dê em menos de 10 anos precisam fazer investimentos o quanto antes para não ter o abandono de forma iminente.

## 9. COMENTÁRIOS CONCLUSIVOS

O desenvolvimento econômico proporcionado pela redução dos *royalties* é de grande importância neste momento. O Brasil experimentou, nos últimos anos, a maior recessão econômica da sua história. A indústria do petróleo foi altamente afetada pela crise, de forma que os benefícios de uma redução de impostos incidentes sobre o setor podem ser um grande estímulo para a economia dos municípios afetados.

Por ser um incentivo fiscal, é importante que essa redução proposta na alíquota de *royalties* seja acom-

panhada de políticas de monitoramento e avaliação da sua efetividade<sup>17</sup>. Além disso, levando em consideração o conceito de *royalties*, torna-se fundamental vincular sua arrecadação à promoção de investimentos que beneficiem o desenvolvimento socioeconômico nas localidades que recebem esses recursos, considerando, inclusive, o bem-estar das gerações futuras.

Ademais, de acordo com a teoria econômica e exemplos internacionais observados neste trabalho, a redução da alíquota de *royalties* tem potencial para estimular a produção de petróleo e gás natural e, por consequência, a atividade econômica, assim como fomentar a dinâmica econômica municipal. Apesar da boa vontade em relação a resolução da ANP, nenhuma concessão de redução de *royalty* foi dada até agora. Analisando o regramento percebe-se que pequenas acumulações, passíveis de serem desenvolvidas como *upsides* exploratórios de campos existentes não encontram suporte na regra vigente para se tornarem viáveis.

Além disso, as simulações realizadas neste artigo demonstraram que, caso a redução da alíquota dos *royalties* seja suficiente para incentivar o rejuvenescimento dos campos, pode haver significativo acréscimo de atividade econômica, resultando em

- aumento na arrecadação de *royalties*;
- extensão da vida útil dos campos maduros em questão;
- desenvolvimento socioeconômico; e,
- redução de declínio de produção em bacias maduras, em especial para a bacia de Campos.

<sup>17</sup> Vide Caderno FGV Energia e FGV Projetos – Métricas Industriais para o Desenvolvimento do Setor de Óleo e Gás no Brasil para discussão sobre como monitoramento e avaliação contribuem para promoção da efetividade das políticas de desenvolvimento de óleo e gás no Brasil. Cabe mencionar também que, a fim de garantir sua efetividade, todos os beneficiados pelo incentivo de redução da alíquota de *royalties*, sejam eles União, estados ou municípios, devem, conjuntamente, empreender esse esforço de monitoramento e avaliação.





[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)

