



CADERNO OPINIÃO

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

AUTORES

Fernanda Delgado, Magda Chambriard,
Pedro Gonçalves e Tatiana Bruce

junho.2018

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Guilherme Armando de Almeida Pereira
Isabella Vaz Leal da Costa
Larissa de Oliveira Resende
Mariana Weiss de Abreu
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Tamar Roitman
Tatiana de Fátima Bruce da Silva
Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

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

Fernanda Delgado, Magda Chambriard, Pedro Gonçalves e Tatiana Bruce

1. INTRODUÇÃO

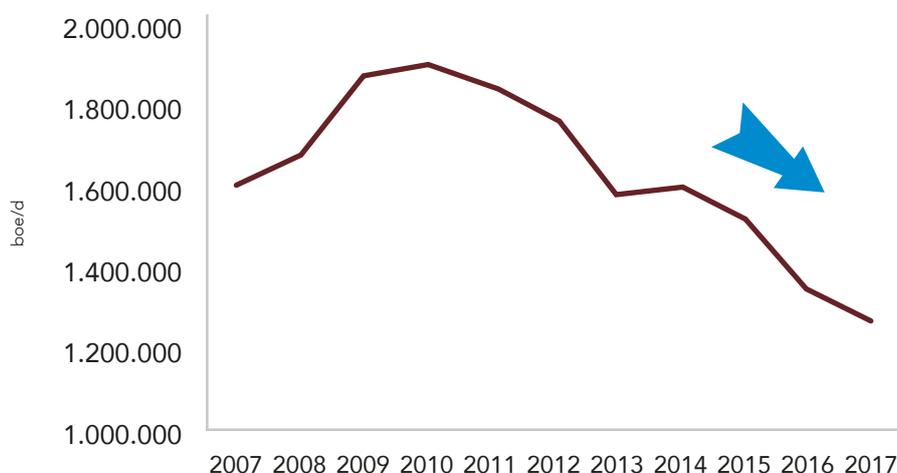
Depois de ter sido a principal bacia produtora de petróleo do Brasil, a bacia de Campos hoje encontra-se em declínio (Figura 1). Segundo

dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), seus projetos do pós-sal, hoje, declinam a taxa de 31% ao ano. Uma rápida análise dos últimos dados do setor permite verificar que, atualmente, a produção do país cresce majoritariamente porque a produção do pré-sal cresce.

A queda acentuada da produção da Bacia de Campos permite a pergunta: haverá produção (e arrecadação de royalties) suficiente para garantir um mínimo de continuidade dos empregos e da renda, em municípios até então tidos como “petrolíferos” no estado do Rio de Janeiro?

Este artigo faz uma análise do impacto da migração da produção de águas rasas e profundas da bacia de

Figura 1: Produção pós-sal – Bacia de Campos



Fonte: ANP, 2018

Campos para as águas ultra profundas do pré-sal, em Campos e Santos. Ressalta-se que são outros os municípios afetados pela produção crescente mais a sul do estado, além de serem diferentes as alíquotas de *royalties* e seus critérios de distribuição em áreas licitadas sob regime de partilha de produção. Visa-se assim analisar como a redução da alíquota de *royalties* em campos maduros pode contribuir não apenas para um aumento na produção desses campos, mas também como estímulo à atividade econômica, investimentos e possível desenvolvimento social decorrente nas localidades onde este ajuste ocorre.

Para tanto, primeiramente, serão analisados exemplos internacionais de como a redução da

alíquota de *royalties* contribuiu para o aumento da produção e estímulo ao desenvolvimento econômico nas localidades onde essa mudança ocorreu. Em seguida, será exposto como, de acordo com a teoria econômica, políticas de redução de carga tributária contribuem para o desenvolvimento econômico (nesse caso o foco será os *royalties*)¹. Essa discussão será seguida de uma análise da conjuntura atual de arrecadação de *royalties* em campos maduros no Brasil e por que sua redução é necessária. Além disso, em função de a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) ter colocado em consulta e audiência públicas uma Minuta da Resolução sobre o tema da redução de *Royalties* para produção incremental, alguns aspectos desse documento serão anali-

¹ 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.

sados no âmbito desse artigo. 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, fortemente afetados pela produção de petróleo.

2. DEFINIÇÃO DE ROYALTIES

Royalty é a forma mais tradicional de tributação dos recursos minerais no mundo. Ele é a recompensa, ao dono da terra, pela exploração de um recurso mineral nela contido. No entanto, há muito já não é 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 em questão proporciona à geração atual (Junior et al, 2016)².

No mundo, cada país também tem sua própria forma de se apropriar da renda petrolífera. 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 termos essa renda variando ao longo do tempo, em função da variação 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, por lei³, são um tributo “*ad valorem*”, ou seja, cobrado sobre o valor da produção⁴, e que beneficiam a União. No setor petrolífero brasileiro, *royalties* são pagos pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no país, mensalmente, em função do valor da produção do campo produtor. 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 ANP⁵, órgão regulador do setor, 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_{petróleo} = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m³;

P_{petróleo} = preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³;

V_{gn} = volume da produção do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em m³;

P_{gn} = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³.

² 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.

³ Lei n° 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.

⁴ É uma percentagem fixa cobrada sobre o faturamento bruto do petróleo e gás produzidos.

⁵ Fonte: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/royalties>

Destaque-se que, historicamente, desde 1953 os *royalties* sempre foram iguais a 5% da receita bruta da produção. Apenas em 1997, em função da Lei nº 9478/97, 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 dos seguintes fatores: risco geológico, expectativa de produção, dificuldade de operação,

proximidade do mercado, tipo de produto e infraestrutura existente. O valor da alíquota para contratos de partilha é de 15%, para cessão onerosa é de 10% e, em campos marginais, é igual a 5%.

Além disso, desde a assinatura dos contratos do chamado “Round Zero”, em 1998, a ANP exerceu a prerrogativa de redução dos *royalties* em diversos campos produtores. A Figura 2 apresenta tais alíquotas.

Figura 2: Campos de petróleo e gás natural e seus percentuais de *royalties*

Campo	<i>Royalties</i>
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, Congoá, 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%

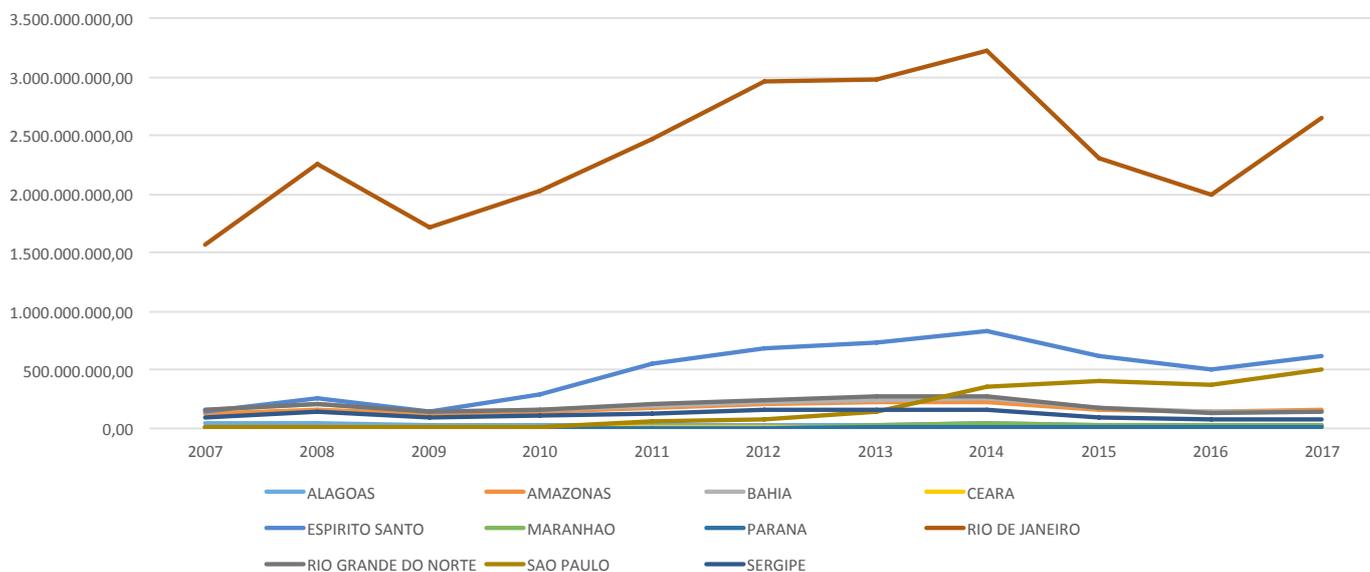
Fonte: ANP

3. APURAÇÃO DE ROYALTIES

A Figura 3 apresenta o montante de *royalties* recebidos pelos estados brasileiros. Observe-se

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

Figura 3: Royalties, em Reais, recebidos por estados brasileiros beneficiários, no período 2007-2017

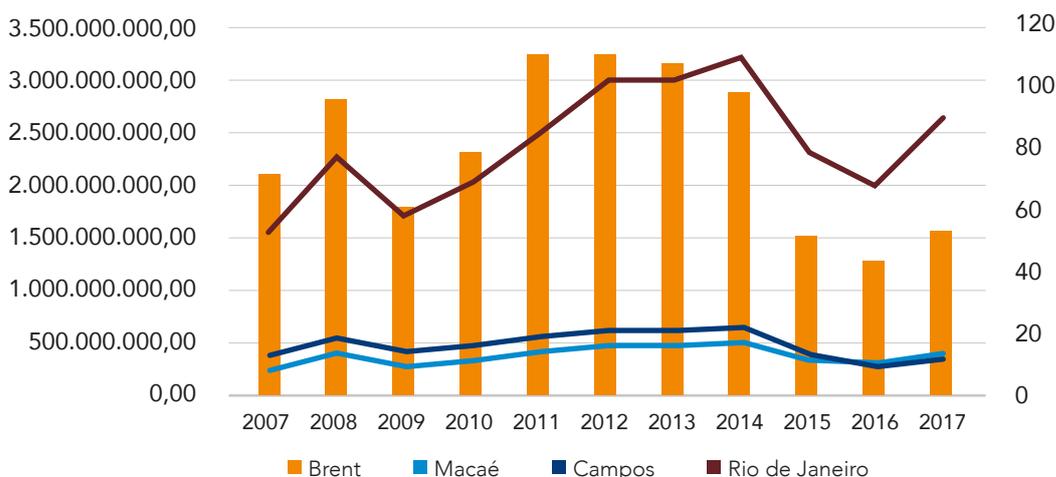


Fonte: ANP

A Figura 4 mostra que o montante de royalties sofreu queda acentuada a partir de 2014, quando os preços do petróleo e gás natural sofreram uma

queda vertiginosa, saindo do patamar de bem mais de US\$ 100/barril, caindo até cerca de US\$ 35/barril, e se recuperando a partir daí.

Figura 4: Arrecadação de royalties (eixo esquerdo) e preço do Brent em US\$/barril (eixo direito)



Fonte: ANP

Some-se a isso o fato de que o principal *player* do setor no país, a Petrobras, se viu em meio a uma grave crise político-financeira neste mesmo período, e que seu caixa também foi seriamente afetado pela queda dos preços do petróleo e gás no mercado internacional. Todos esses fatores afetaram a produção de petróleo e gás natural em campos já maduros, uma vez que 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 retorno⁶.

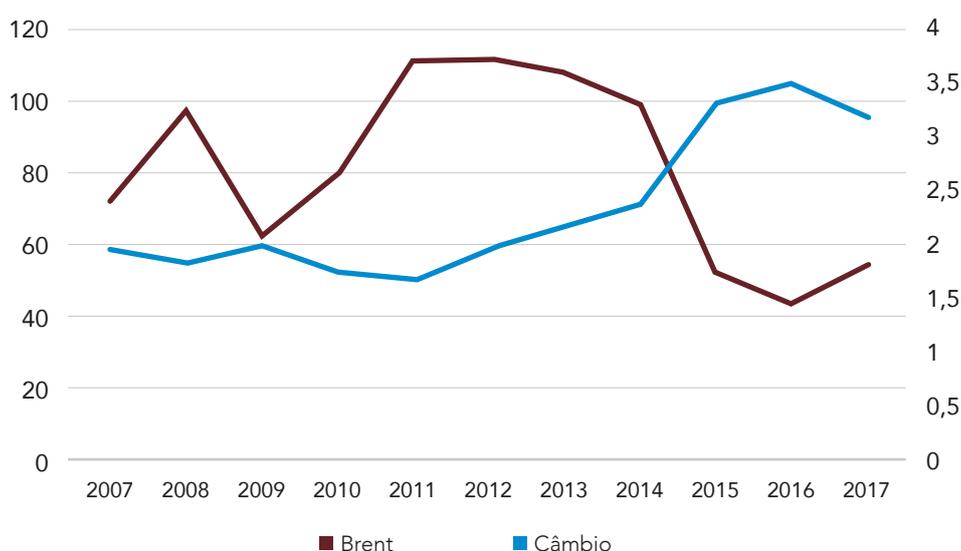
Nesse cenário, foi digna de nota a capacidade da estatal de incrementar a produção brasileira, ao mesmo tempo que sua carteira de projetos deixava de contar com investimentos de US\$ 220,6 bilhões, como no Plano de Negócios 2014/2018, para ter que lidar com investimentos

de US\$ 74,5 bilhões, como descrito no Plano de Negócios 2018/2022.

No entanto, a óbvia opção da Petrobras pela focalização dos investimentos no pré-sal, que garantiu o crescimento da produção nacional, também foi a responsável pela exacerbação da queda de produção de campos mais maduros, como diversos outros produtores da Bacia de Campos.

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, e, de certa forma, compensou parte da queda da produção e dos preços do óleo e gás. A Figura 5 mostra a evolução dos preços do petróleo do tipo Brent e da taxa de câmbio do dólar no Brasil.

Figura 5: Valores do Brent em US\$/barril (eixo esquerdo) e taxa de câmbio em R\$/US\$ (eixo direito)



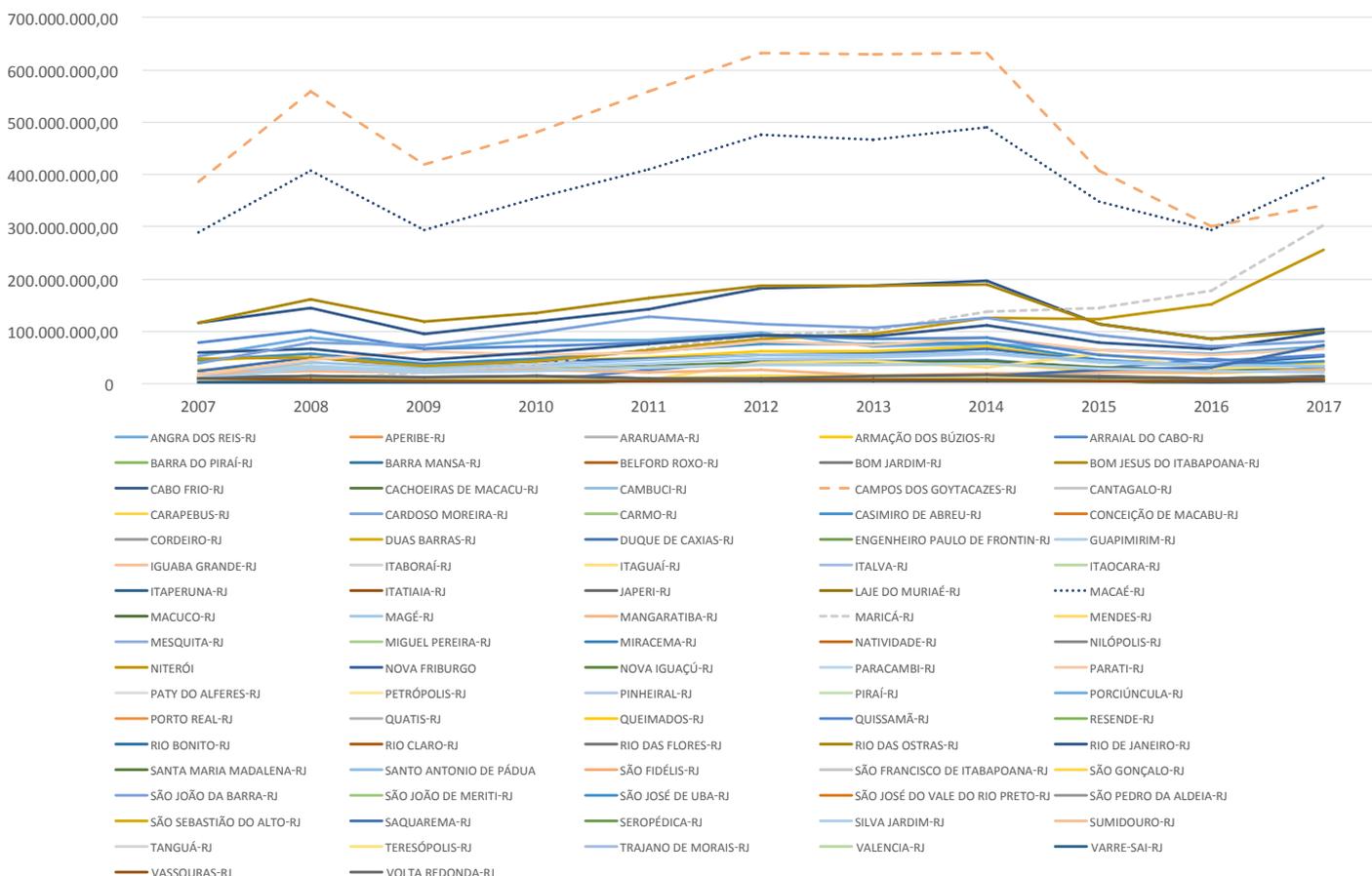
Fonte: ANP e Banco Central

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

A queda de arrecadação também é verificada para vários municípios fluminenses, como visto na Figura 6. Da análise da figura, verifica-se que são dois os municípios, no Rio de Janeiro, que mais recebem royalties:

Macaé e Campos dos Goytacazes. A Figura 6 também traz outros fatos interessantes: Cabo Frio e Rio das Ostras ainda não conseguiram se recuperar da queda de arrecadação experimentada a partir de 2014.

Figura 6: Royalties recebidos por municípios fluminenses beneficiários no período 2007-2017.



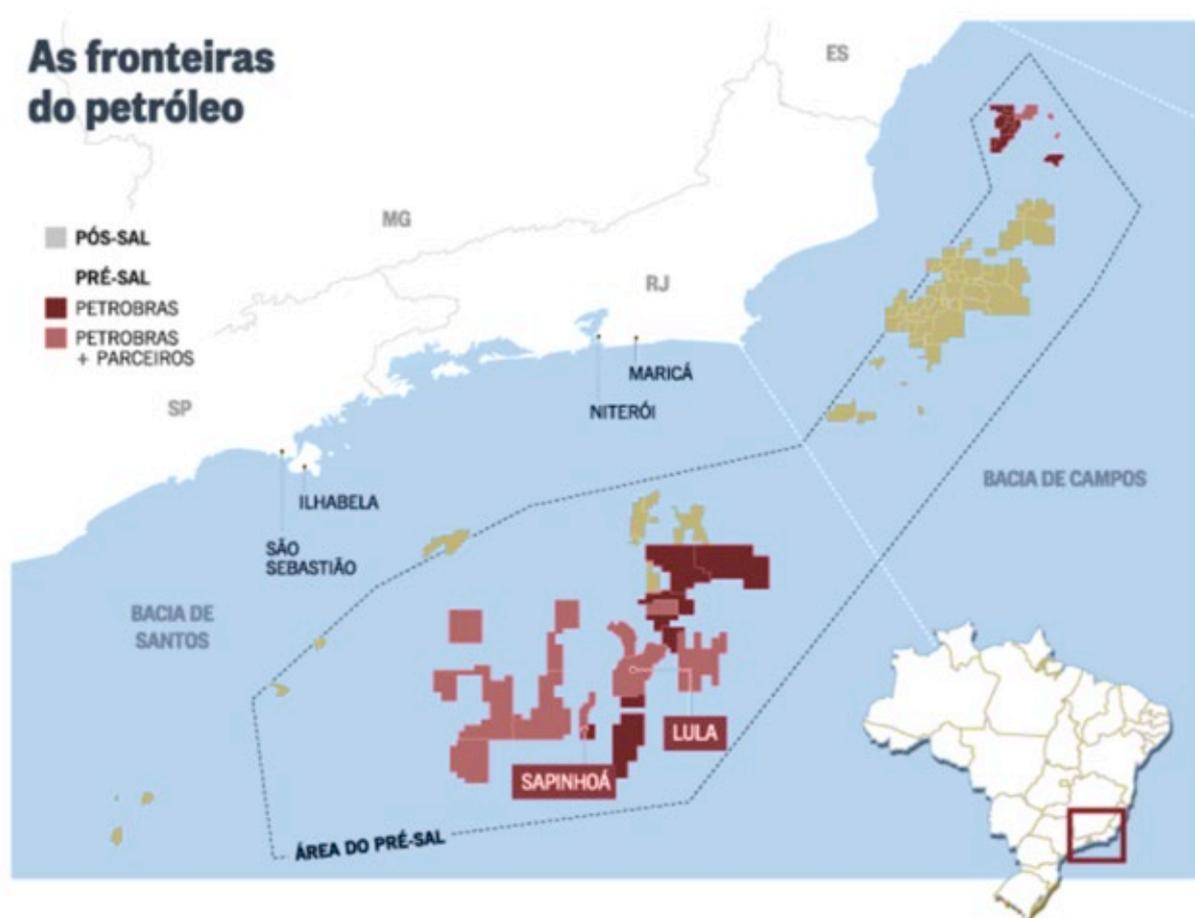
Fonte: ANP.

Enquanto municípios afetados pela produção dos campos da bacia de Campos perdem participações governamentais, municípios mais a sul, como Maricá e Niterói, estão recebendo cada vez mais *royalties*. Maricá, por exemplo, passou a ocupar a terceira posição em arrecadação no estado, no final de 2014 (Figura 6).

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 cada vez sendo mais beneficiadas pelo

aumento da produção, principalmente dos campos de Lula e Sapinhoá, situados na área do pré-sal da Bacia de Santos, em franco crescimento⁷ (Figura 7). A queda da produção da bacia de Campos e o aumento da produção da bacia de Santos, em função do pré-sal, vão fazendo que os *royalties* migrem para essas localidades mais a sul do estado. Dessa forma, os municípios cujo esforço exploratório esteja concentrado em campos maduros podem buscar maneiras de incentivar a produção de forma que o declínio previsto nesses campos não se traduza em redução de arrecadação e, conseqüentemente, de investimentos e desenvolvimento econômico.

Figura 7: Mapa do pré-sal com seus principais campos produtores e municípios confrontantes



Fonte: O Globo.

⁷ <https://oglobo.globo.com/economia/pre-sal-cria-novo-mapa-dos-royalties-21832755#ixzz5IB7U0K00>

4. EXEMPLOS INTERNACIONAIS DE APLICAÇÃO DE ROYALTIES

Nesta seção, serão ressaltados exemplos de variação de *royalties*, em diversos países, e analisado como essas variações contribuíram para o aumento na produção e desenvolvimento econômico das localidades afetadas.

A queda de preços do petróleo cru, ocorrida a partir de meados do ano de 2014, afetou o caixa de diversos países e empresas, fazendo que buscassem alternativas para garantir investimentos. Segundo a Bloomberg Market (Janeiro de 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 líquida combinada de US\$ 220 bilhões. Segundo a consultoria Wood Mackenzie (2018), a Shell e a Total anunciaram declínios de cerca de 70% em seus lucros anuais em 2015 e exploraram possibilidades para reverter essa queda. Seus orçamentos de investimento foram reduzidos e a aprovação de novos projetos ficou dependente da possibilidade de altas taxas de retorno. Foi ficando cada vez mais claro que novos investimentos dependiam de menor risco e prêmios mais altos.

Dessa forma, governos de países produtores de petróleo passaram a buscar possibilidades de redução de carga fiscal, visando à atração de investimentos. O Reino Unido à época ajustou sua estrutura regulatória, reduzindo impostos que incidem sobre a produção de petróleo e gás natural. A Taxa Suplementar (SC) foi reduzida recentemente de 32% para 10%, podendo até mesmo chegar a zero em parcela da receita de produção, em função

de subsídio ao investimento, desenvolvimento em cluster ou subsídio, para projetos em terra⁸.

No Reino Unido, a política implantada pelo *Oil and Gas Authority* (OGA – entidade reguladora da indústria de petróleo e gás natural), que encoraja o aumento da recuperação de petróleo no Mar do Norte inglês, conhecida como MER (*Maximize Economic Recovery*), por exemplo, torna obrigatório o esforço para a extensão da vida útil dos campos. Com isso, todos os operadores no país se comprometem com esse objetivo. Há incentivo para pequenos e médios produtores. 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, China e Cazaquistão também reduziram alguns impostos e taxas no último ciclo de preços baixos com o objetivo de incentivar a produção de petróleo e gás natural. Outros, como a Colômbia, introduziram incentivos fiscais visando reduzir o imposto a pagar em novos empreendimentos, mantendo as alíquotas de imposto altas na produção existente.

Outra estratégia de incentivo que governos estão explorando é negociar taxas de impostos menores no futuro, caso os preços do petróleo voltem a níveis

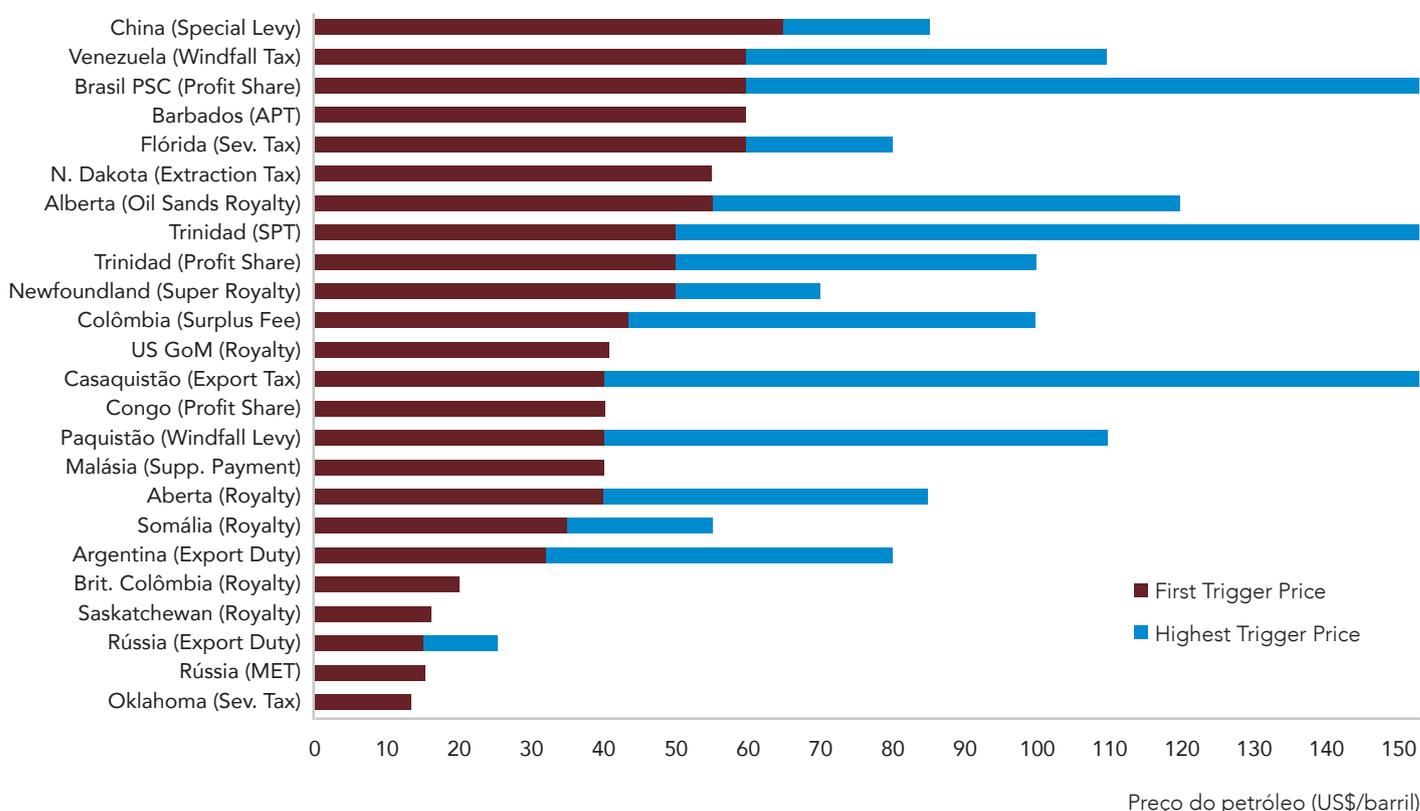
⁸ Ernst Young (2016). Oil and Gas Tax Guide 2016.

mais altos, em troca de uma parcela maior das receitas agora sob os atuais baixos preços da *commodity*. O estado americano de Dakota do Norte introduziu tal mudança em suas taxas de imposto de extração em abril de 2015 (Wood Mackenzie, 2018).

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 8 mostra as localidades que utilizam tal estratégia.

Figura 8: Localidades onde os termos fiscais variam de acordo aos níveis de preços do petróleo no mercado internacional

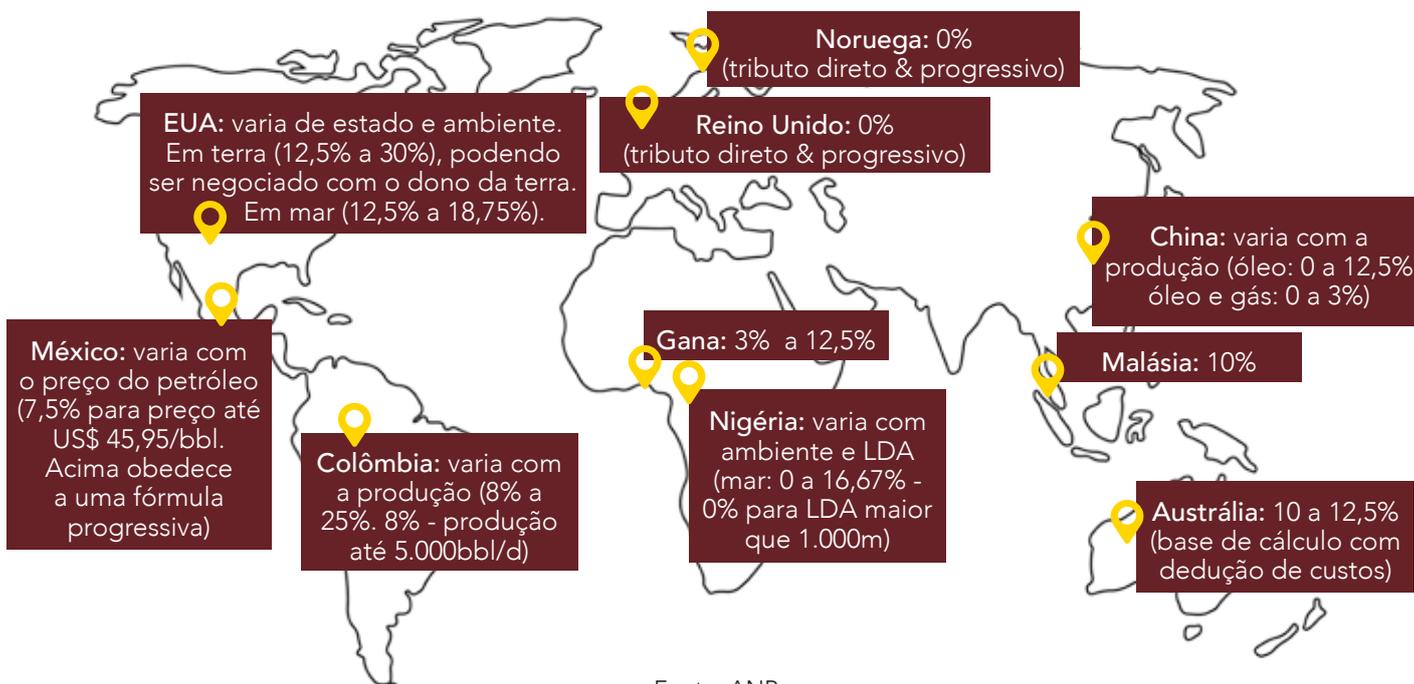


Fonte: Wood Mackenzie

Onde os governos são altamente dependentes da tributação de petróleo e gás, pode haver uma demanda por taxas de impostos mais altas (Figura 9). Em tais ambientes, não há muito que as empresas possam fazer, a não ser interromper a produção, o que é improvável. Entretanto, eles podem parar de investir em tais locais. E 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 do investimento futuro pareçam mais atraentes, introduzindo incentivos ou diminuindo as alíquotas desses desenvolvimentos, como fez a Rússia.

Figura 9: Exemplos de percentuais de royalties no mundo



Pelo exposto, concluímos que a 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.

Mas como esse mecanismo de redução de um imposto, que, no caso aqui analisado, é o *royalty*, contribui para esses fins? Esta análise será realizada a seguir.

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 distorcivo na economia por

criar uma cunha entre o custo da empresa e o preço de mercado do bem. Essa distorção pode, portanto, impactar a quantidade produzida do bem. Quanto maior o imposto, maior será a distorção, levando, assim, a uma menor quantidade produzida daquele bem.

Dessa forma, uma redução de imposto estimula a economia por meio da redução dessas distorções, afetando positivamente a produção do bem⁹.

Alguns exemplos podem ilustrar como reduções ou isenções de impostos estimulam a economia. Em diversas grandes cidades dos Estados Unidos, isenções de impostos de propriedade foram utilizadas para revitalizar bairros urbanos que entraram em

⁹ 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 o mesmo valor 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.

declínio após parte significativa dos seus habitantes se mudarem para residências suburbanas ao longo da segunda metade do século XX. Na Filadélfia, maior cidade do estado americano da Pensilvânia, desde 2000, investidores em novas propriedades, ou aqueles que realizam melhorias em suas residências, recebem isenções fiscais do imposto de propriedade, ou do valor adicionado da obra na propriedade, por 10 anos. Essa isenção é vista como importante responsável pela revitalização vivenciada desde então na região central e bairros adjacentes ao centro da cidade. Hoje em dia, a Filadélfia é uma cidade dinâmica e segura, em forte contraste com a cidade perigosa e decadente de décadas anteriores¹⁰.

Quanto ao Brasil, Silva, Paes e Ospina (2014)¹¹ analisam impactos econômicos de mudanças tributárias baseadas na substituição da alíquota previdenciária patronal por uma alíquota de 1% (reforma 1) ou 2% (reforma 2) sobre o faturamento de firmas intensivas em trabalho¹². Observando os resultados para os agregados da economia, ambas as reformas ocasionam aumentos no consumo, produto e principalmente no emprego. Na reforma com menor alíquota sobre o faturamento das firmas (reforma 1), há maior impacto sobre capital, trabalho, consumo e renda, enquanto que na reforma com maior alíquota sobre o faturamento das firmas (reforma 2), o estoque de capital desse setor passa a ser mais onerado, sofrendo leve retração, impac-

tando diretamente no estoque de capital agregado. Em relação aos ganhos de bem-estar, estes são maiores com a reforma 1, tanto do ponto de vista agregado como desagregado¹³. Além disso, entre grupos familiares, em todos os cenários analisados, o ganho de bem-estar econômico é maior entre os grupos familiares mais pobres.

Ainda de acordo com a teoria econômica, impostos *ad valorem* são cobrados proporcionalmente ao valor do produto. Como visto anteriormente, *royalties* no Brasil são calculados desta forma. 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 Brasil¹⁴. 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 10). Esta discussão será detalhada a seguir.

¹⁰ Para maiores detalhes sobre o programa de isenção fiscal do imposto de propriedade na Filadélfia, vide: <http://phillytaxabatement.com/>
¹¹ Silva, W. B., Paes, N. L. e Ospina, R. A Substituição da Contribuição Patronal para o Faturamento: Efeitos Macroeconômicos, sobre a Progressividade e Distribuição de Renda no Brasil. *Revista Brasileira de Economia*, volume 68, nº4, 2014.

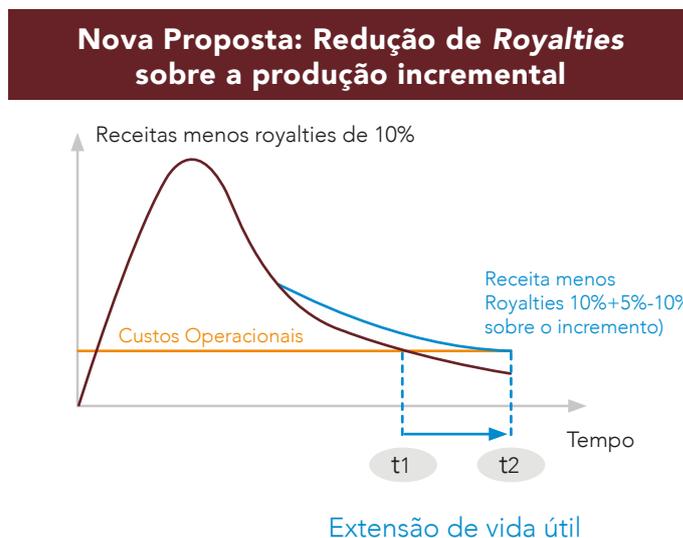
¹² Em 2018, o valor da contribuição previdenciária patronal varia de acordo com o rendimento do trabalhador, podendo atingir até 20%. Vide: <https://www.inss.gov.br/servicos-do-inss/calculo-da-guia-da-previdencia-social-gps/tabela-de-contribuicao-mensal/>

¹³ Uma reforma "neutra" também é analisada no estudo, em que a alíquota tributária incidente sobre o faturamento intensivo é escolhida de modo que, no estado estacionário, a arrecadação do trabalho se iguale à arrecadação sobre o faturamento das firmas intensivas. O objetivo dessa simulação é examinar se eventuais resultados positivos das reformas 1 e 2 decorrem apenas da redução da carga tributária e das distorções a ela associadas, ou se há ganhos de eficiência na mudança da base tributária da folha de pagamentos para o faturamento. Conclui-se que os ganhos de eficiência das reformas 1 e 2 decorrem quase que exclusivamente da redução da carga tributária.

¹⁴ Posta em prática através da consulta e audiência pública da ANP

Figura 10: Como os incentivos fiscais impulsionam o desenvolvimento de campos maduros¹⁵

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

6. CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE AS ALTERAÇÕES NA ALÍQUOTA DE ROYALTIES

Diante da necessidade de revitalizar a produção em campos maduros, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução 17/2017, delegou à ANP conceder uma redução de *royalties*, para até 5%, sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Dessa forma, espera-se que a medida promova no Brasil o desenvolvimento da produção em campos localizados em bacias maduras. Como visto nas seções anteriores, esse tipo de política de estímulo à economia já foi utilizado em outros países produtores de petróleo e gás natural, com resultados positivos.

A indústria petrolífera brasileira, hoje, vive um momento de grandes transformações com um aprimoramento regulatório que busca trazer segurança jurídica para os investidores. Uma política de incentivo, via revisão dos termos fiscais, é oportuna e está plenamente alinhada com a prática internacional nos

períodos de baixos preços de petróleo. O *scale up* atual de preços do óleo cru no mercado internacional, é, na verdade, resultado de causas exógenas à própria indústria de petróleo, como eventos geopolíticos, como uma reversão da política dos EUA em relação a sua atuação no mundo, que tem levado a perspectivas de bloqueios econômicos a grandes produtores de petróleo, impactando temporariamente o equilíbrio de oferta e demanda global. Nesse ciclo de baixa existem muitas flutuações, e, ao adotar políticas desse tipo, não se deve focar nas flutuações, mas sim nos incentivos.

Para aumentar o fator de recuperação de campos maduros, governos e operadores lançam mão de opções econômicas e técnicas. Por parte dos governos, estes podem proporcionar extensão de contratos, proporcionar incentivos econômicos e/ou adaptações regulatórias (como as discutidas aqui). Já por parte dos operadores, estes podem adensar a malha de poços perfura-

¹⁵ Sobre a característica regressiva dos *royalties*: vide nota 9.

dos no campo, ampliar métodos e aplicar novas tecnologias de recuperação, proceder *revamps* em instalações e/ou novas unidades de produção, reduzir custos e incorporar novas oportunidades exploratórias.

Em relação ao uso de métodos de recuperação avançada, de acordo com cálculos da ANP, cada 1% a mais no fator de recuperação¹⁶ dos campos maduros em operação há quase 40 anos pode gerar investimentos de R\$ 26 bilhões. Ademais, ainda segundo a ANP, tal investimento resultaria 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, gerem 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, facilitados pela redução na alíquota de *royalties*, poderiam impactar os 30 campos que contribuem para a aferição de *royalties* pelo município de Campos¹⁷.

Premissas da simulação:

i) considerou um campo-tipo, situado em águas rasas, recebendo novos investimentos/poços e um campo-tipo, situado em águas profundas,

com produção e investimentos três vezes maiores que o campo-tipo adotado para águas rasas.

- ii)** considerou o declínio natural da Bacia de Campos, de cerca de 12% ao ano, em período recente, e o incremento de produção gerado por novos projetos, nos 30 campos que contribuem para a apuração de *royalties* do município de Campos, adotado como exemplo¹⁸.
- iii)** considerou que 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.
- iv)** considerou, ainda, para o rejuvenescimento de campos em águas rasas, duas sondas de perfuração perfurando e completando um poço a cada 2 meses. E para os campos em águas profundas, considerou que a perfuração dos poços se daria por meio da utilização de 3 sondas de águas profundas, com cada sonda perfurando e completando um poço a cada 4 meses.
- v)** considerou investimentos adicionais nos 8 campos de águas profundas, dentre campos 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 poderia estar em vigor.

O número de poços a perfurar, em cada um dos 30 campos, foi adotado a partir da comparação com o campo-tipo simulado.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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, Garoupinha, malhado, Marimbá, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Namorado, Parati, Pargo, Roncador, Salema, Vermelho, Viola e Voador.

¹⁸ A referência ao município de Campos foi adotada em função de este município estar entre os que mais arrecadam *royalties*, além de ser o que conta com o maior número de campos contribuindo para esse resultado.

Os valores de investimentos do campo-tipo em águas rasas foram adotados para todos os campos cuja produção afeta os *royalties* de Campos. Para os situados em águas profundas, que também o afetam, os valores de investimentos foram considerados como 3 vezes maior, mantendo-se o valor em US\$ por barril.

O resultado obtido, adotando-se como válido o argumento de que a redução de *royalties* sobre a produção incremental é suficiente para que as empresas antecipem tais investimentos, ilustra o ganho de produção (Figura 11), levando a uma arrecadação maior por um tempo mais longo.

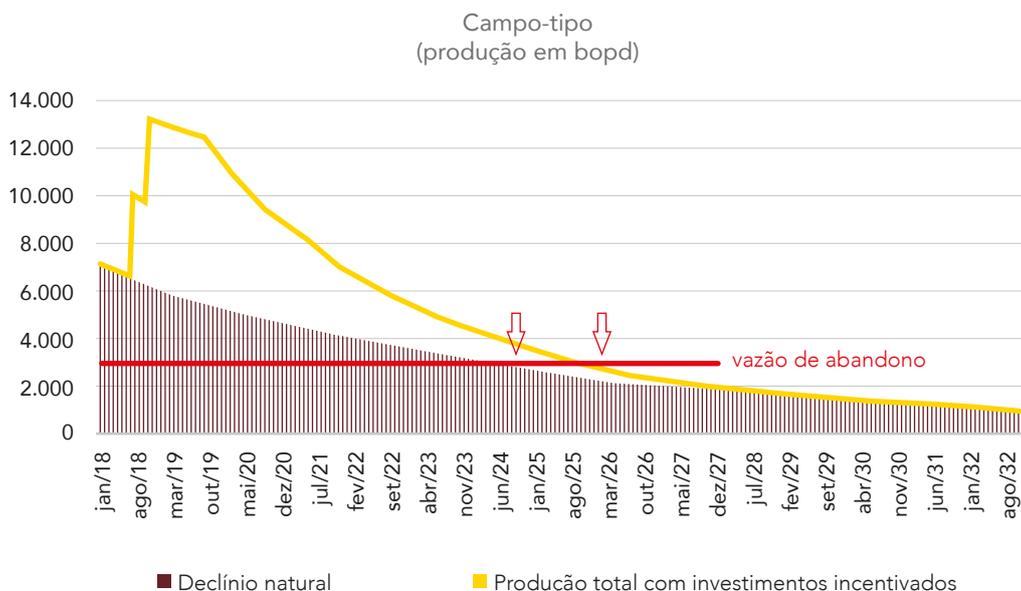
A extensão de vida útil dos campos, observada no caso estudado, se apresenta como *cost effective*, além de socialmente benéfica, pois garante maior

nível de atividade econômica de um setor que remunera além da média do país.¹⁹

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).

A partir do campo-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 12 mostra o impacto dos investimentos e perfurações adicionais (feitas com 2 sondas) nos 22 campos situados em águas rasas, que geram *royalties* para o município de Campos.

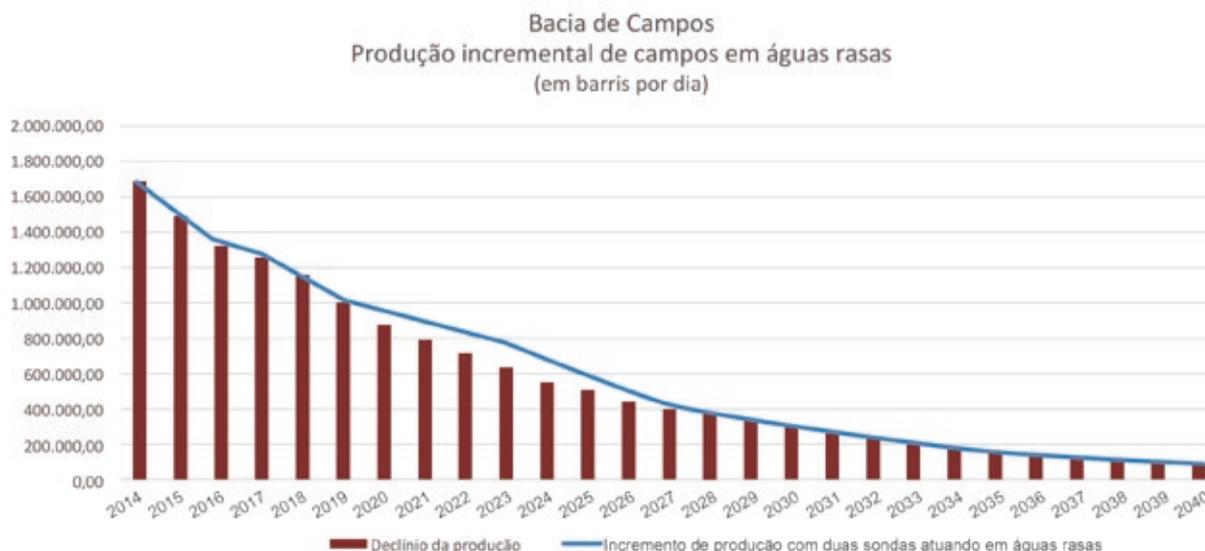
Figura 11: Declínio natural de produção e incremento de produção de petróleo, a partir de novos investimentos



Fonte: Elaboração FGV Energia

¹⁹ Vide Caderno FGV Energia e FGV Projetos – Métricas Industriais para o Desenvolvimento do Setor de Óleo e Gás no Brasil - <http://fgvenergia.fgv.br/>

Figura 12: Curva de produção da bacia de Campos, considerando o rejuvenescimento de 22 campos de águas rasas

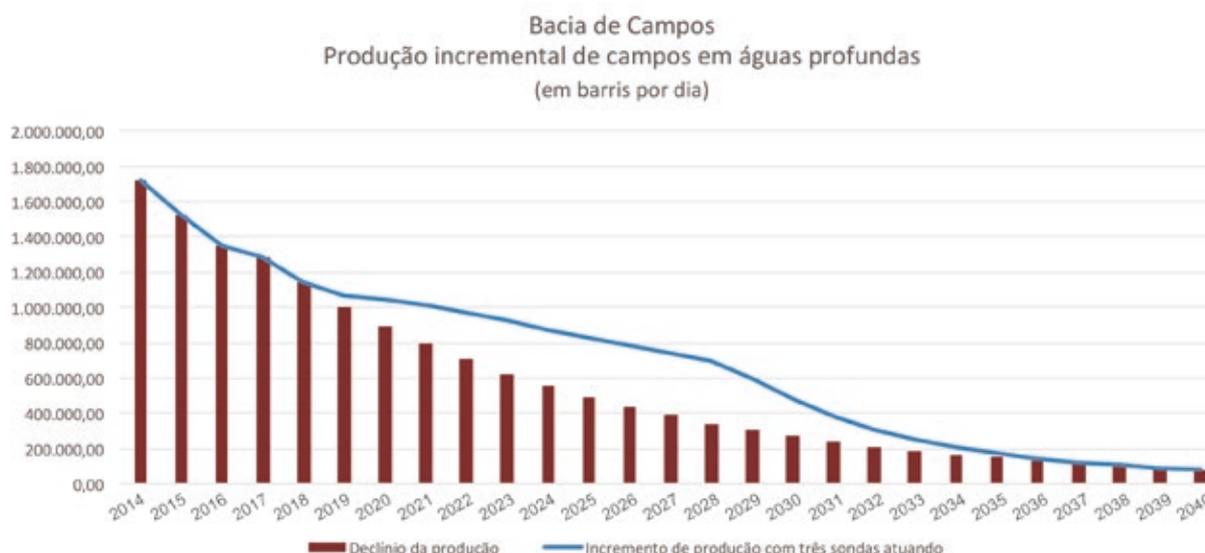


Fonte: Elaborado por FGV Energia

A Figura 13 mostra o impacto dos investimentos e perfurações adicionais (feitas com 3 sondas) nos 8 campos situados em águas profundas.

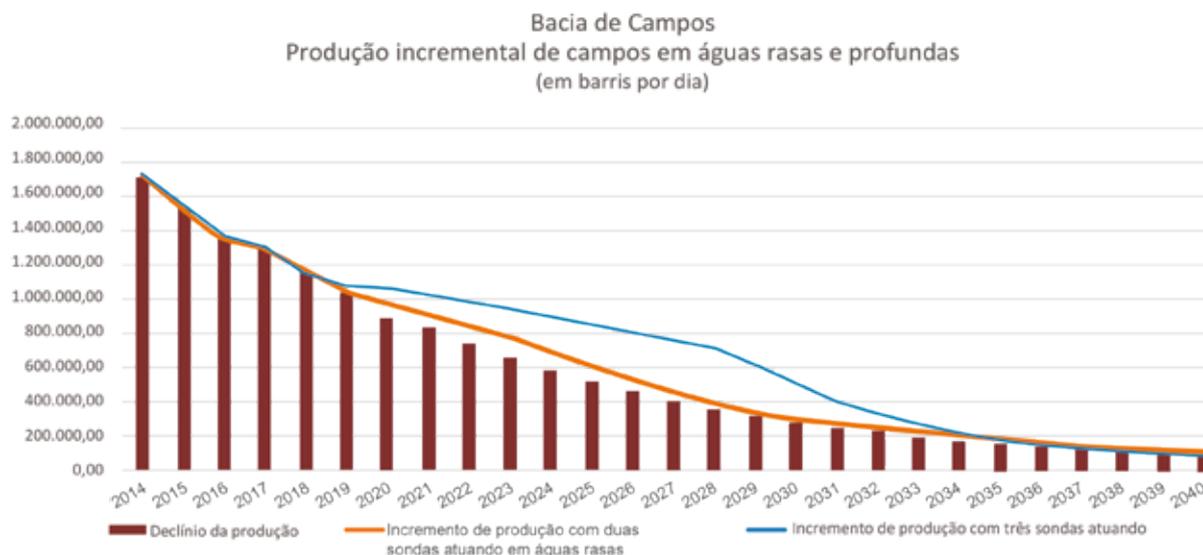
A Figura 14 mostra o impacto dos investimentos e perfurações adicionais nos 30 campos situados em águas rasas e profundas.

Figura 13: Curva de produção da bacia de Campos, considerando o rejuvenescimento de 8 campos de águas profundas



Fonte: Elaborado por FGV Energia

Figura 14 – Curva de produção da bacia de Campos, considerando o rejuvenescimento de 30 campos situados em águas rasas e profundas



Fonte: Elaborado por FGV Energia

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 que produzem majoritariamente no pós-sal da bacia de Campos. A relevância da possibilidade de ganho de produção, associada à necessidade do país de atrair novos investimentos para o país, indicam a oportunidade de se incentivar projetos de rejuvenescimento de campos produtores da Bacia de Campos.

Para efeito de estimativa dos *royalties* incrementais a serem percebidos pelo município de Campos, se realizados os investimentos em rejuvenescimento dos 30 campos citados na referência 1, considerou-se que todos os investimentos adicionais foram realizados e encorajados pela redução de alíquota de *royalties*, de 10% para 5%, e que são fixos os valo-

res de Brent e câmbio, as contribuições percentuais dos diversos campos para a apuração do valor total de *royalty* auferido pelo município, etc., e iguais aos valores de dezembro de 2017.

Adotadas essas referências, o exercício realizado leva a uma estimativa de receita adicional de *royalties*, para o município de Campos, utilizado como exemplo, de cerca de R\$ 320 milhões²⁰, 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 aumenta sua capacidade de investimento, que pode ser destinada ao fomento do bem-estar socioeconômico da população local.

²⁰ 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.

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, em torno de 30%²¹, nos últimos cinco anos, levou a ANP a decidir publicar, até dezembro (2018), uma resolução que visa estimular investimentos de petroleiras na revitalização.

A resolução prevê uma redução das alíquotas de *royalties*, que passariam de 10% para 5% sobre o volume de petróleo adicional produzido, como incentivo a novos investimentos para o rejuvenescimento de campos definidos como maduros.

Ao mesmo tempo, em Macaé, a prefeitura lançou a campanha “Menos *royalties*, mais empregos”, a favor da revitalização da Bacia de Campos. Segundo cálculos de Macaé, tal iniciativa teria o condão de gerar 20 mil empregos na região (ABESPETRO, 2018). Ambos atores visam a fomentar investimentos em campos maduros, alavancando as atividades, já no curto prazo.

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. 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 União²², 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, a medida que mais investimentos possam ser feitos nessas áreas, aumenta-se o fator de recuperação dos campos, evitando deixar recursos passíveis de recuperação no subsolo; ou seja, se torna possível transformar mais recursos em reservas provadas, ampliando o volume de reservas do campo.

Atualmente, aparentemente não há entidades, nem públicas nem privadas, que questionem o mérito da atração de novos investimentos, principalmente em meio à crise econômica que o país vive.

Nesse contexto, a redução de *royalties* (tributos) proposta pela ANP, como elemento facilitador de novos investimentos, é oportuna e condizente com o que vem sendo praticado internacionalmente.

No entanto, desde a abertura do mercado, em 1998, se fala em ampliação de investimentos motivados por incentivos à produção de campos maduros. Além disso, diversos desses campos carecem de investimentos adicionais para seu rejuvenescimento.

Parece mais do que razoável considerar a oportunidade de atração de investimentos, também para campos de águas rasas e profundas, ajustando a minuta de resolução ANP para contemplar tais oportunidades.

²¹ Fonte: ANP, 2018.

²² 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-reducao-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.

As Figuras de 12 a 14, acima, mostram a produção incremental de campos que contribuem para a arrecadação de *royalties* do município de Campos, fruto de investimentos adicionais. Sua análise leva à conclusão de que é oportuno se agregar à resolução a definição de campos maduros marítimos, sejam eles de águas rasas ou de águas profundas, já que o intuito é encorajar investimentos adicionais no país.

Merece destaque o fato de que, dentre esses campos, apenas os campos de Albacora Leste, Barracuda, Caratinga, Espadarte, Marlim Leste, e Roncador terão menos de 25 anos do início da produção em 2019, ano em que a resolução da ANP poderia entrar em vigor. Portanto, apenas eles, dentre os 30, poderiam estar fora da definição de campos maduros. É fácil concluir, 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, hoje existentes na carteira de projetos da Petrobras. Vale destacar que, 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.

Também merece destaque o fato de que, dentre os campos acima citados, apenas Albacora Leste, Marlim Leste, e Roncador contaram com projetos recentes capazes de anular seu declínio de produção²³. “Além disso, o escalonamento de novas etapas de investimentos em cima dessas revitalizações já está em curso em alguns desses campos, com resultados positivos.”

Portanto, analisando o ganho socioeconômico de projetos de rejuvenescimento desses campos, majoritariamente produtores no pós-sal, em águas profundas, vis-à-vis a proposta de redução de alíquota de *royalties* e a definição de campos maduros, parece ser interessante alargar esse conceito, visando a tornar o pós-sal mais competitivo, se comparado ao pré-sal.

9. COMENTÁRIOS CONCLUSIVOS

Parece assim que 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, devido a uma série de fatores, 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. Mesmo com a alta no preço do petróleo experimentada recentemente, incentivar a produção local ainda é necessário por se tratar de uma política sobre a qual se tem controle, ao contrário do preço do petróleo, que é um fator completamente exógeno ao Brasil e que não é passível de influência.

Por ser um incentivo fiscal, é importante que essa redução proposta na alíquota de *royalties* seja acompanhada de políticas de monitoramento e avaliação da sua efetividade²⁴. 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 localida-

²³ Sumário dos planos de desenvolvimento dos campos, publicados pela ANP.

²⁴ 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.

des que recebem esses recursos, considerando, inclusive, o bem-estar das gerações futuras.

Desta feita, 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.

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:

- Extensão da vida útil dos campos maduros em questão, adjacente à premência de se alargar tal definição;
- Redução de declínio de produção em bacias maduras, conforme mostrado para a bacia de Campos, por exemplo;
- Aumento na arrecadação de *royalties*, como consequência de maior produção por mais tempo;
- Possibilidade de maior desenvolvimento socioeconômico, proporcionado pelo aumento dos investimentos resultantes da maior produção dos campos.



Fernanda Delgado é Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Experiente na concepção e construção de planos de negócios para empresas de óleo e gás, estudos de viabilidade financeira de projetos e avaliação de empresas. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico-financeira e inteligência competitiva.



Magda Chambriard é Consultora na FGV Energia. Mestre em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ e Engenheira Civil pela UFRJ, se especializou em engenharia de reservatórios e avaliação de formações e posteriormente em produção de petróleo e gás, na hoje denominada Universidade Petrobras. Fez diversos cursos, além dos relativos a produção de óleo e gás, dentre os quais Desenvolvimento de Gestão em Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria do Petróleo, Gerenciamento de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança, desenvolvimento para Conselho de Administração. Iniciou sua carreira na Petrobras, em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimentos sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi cedida à ANP, para assumir assessoria da diretoria de Exploração e Produção em 2002, quando

atuava como consultora de negócios de E&P, na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras. Na ANP, logo após assumir a assessoria, assumiu também as superintendências de exploração e a de definição de blocos, com vistas a rodadas de licitação. Foi responsável pela implantação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras. Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria Geral em 2012, tendo liderado a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relativos aos estudos e elaboração dos contratos e editais, além dos estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, além das licitações tradicionais sob regime de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Procuradoria, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativa-Financeira, Relações Governamentais além das relativas a Exploração e Produção.



Pedro Gonçalves é Engenheiro Químico formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atualmente cursa pós-graduação em Engenharia de Segurança do Trabalho na Universidade Cândido Mendes e Mestrado em Engenharia Química com foco na investigação de condições de formação de hidratos em plataformas offshore. Foi estagiário de engenharia química no laboratório de simulação de processos na UFF e participou do programa de iniciação científica laboratório de físico-química computacional, também na UFF.



Tatiana Bruce é Mestre em Administração Pública, com especialização em crescimento e desenvolvimento econômico, pela Universidade da Pensilvânia e Economista pela UFPE. Tem experiência com coordenação de projetos e como analista de dados estatísticos, tendo atuado em vários centros da Universidade da Pensilvânia, como a Perelman School of Medicine, a Wharton Business School e o Annenberg Public Policy Center. Além disso, tem experiência com planejamento estratégico, gestão orientada para resultados e formulação de parcerias público-privadas e consórcios públicos. Sua área de pesquisa na FGV Energia engloba recursos energéticos distribuídos e sua inserção na matriz elétrica brasileira, energias renováveis e transição energética.



fgv.br/energia

