



Escola Nacional de Administração Pública

REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL: UMA PROPOSTA DE REFORMA

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como parte dos requisitos para
obtenção do grau de Especialista em Planejamento
e Orçamento.

Aluno: Gustavo Henrique Ferreira

Orientador: Prof. MSc Vândson Kleber da
Silva Monteiro

Brasília – DF

Julho/2020



Escola Nacional de Administração Pública

REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL: UMA PROPOSTA DE REFORMA

Autor: Gustavo Henrique Ferreira

Petróleo; regimes fiscais; concessão; partilha de produção

Resumo

A atratividade das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural é função da atratividade geológica e das condições institucionais que determinam a forma de execução das atividades. Como o contexto geológico é dado pela natureza, cabe aos governos promover um ambiente favorável ao desenvolvimento das atividades de exploração e produção. Este trabalho promove uma revisão da literatura sobre os regimes fiscais existentes na indústria do petróleo de modo a subsidiar a análise e investigar possibilidades de melhorias nos regimes vigentes no Brasil, visando a atrair mais investimentos e gerar maior valor para a sociedade. O trabalho identifica e propõe melhorias no arcabouço legal e regulatório brasileiro e promove simulações da aplicação dos regimes de Concessões, Partilha de Produção e do modelo proposto em campos sintéticos de pequeno e grande porte. As simulações apontam que, para uma mesma carga fiscal, o modelo proposto propicia uma taxa interna de retorno do projeto superior em 11,29 e 1,05 pontos percentuais para o campo de grande porte e 6,28 e 1,37 p.p. para o campo de pequeno porte em relação a resultante nos regimes de Concessões e de Partilha de Produção, respectivamente.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	4
2.	REGIMES FISCAIS E SEUS ATRIBUTOS.....	6
3.	TEORIA DE LEILÕES.....	14
4.	REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NO MUNDO.....	26
5.	REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO VIGENTES NO BRASIL.....	35
6.	MODELO PROPOSTO	46
7.	ANÁLISE DOS MODELOS EM PROJETOS HIPOTÉTICOS	53
8.	CONCLUSÃO	62
9.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	65

1. INTRODUÇÃO

A Constituição Federal de 1988 (BRASIL, 1988) estabelece que os recursos minerais do subsolo pertencem ao Estado¹, e não ao dono do solo. No caso do petróleo, o texto constitucional atribui à União o monopólio das atividades de pesquisa e lavra de suas jazidas², sendo permitido à União a contratação de empresas estatais ou privadas para o exercício destas atividades.

Atualmente, estas atividades são desempenhadas em três regimes distintos de contratação, o regime de Concessões, instituído pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (BRASIL, 1997), conhecida como Lei do Petróleo, o regime de Cessão Onerosa, instituído pela Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 (BRASIL, 2010a), e o regime de Partilha de Produção, instituído pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (BRASIL, 2010c). Somente os regimes de Concessões e de Partilha de Produção são aplicáveis para novos projetos.

A introdução do regime de Partilha de Produção representou considerável mudança no arcabouço institucional da atividade de E&P no Brasil quando, diante da expectativa de maior atratividade geológica das reservas do país, o Estado optou por buscar se apropriar de uma maior fatia da renda gerada pela atividade, além de aumentar sua participação na condução destas atividades.

Entretanto, o conjunto de informações mais recente indica que vivemos em um contexto significativamente diferente daquele que levou à instituição do regime de Partilha de Produção no Brasil. Índícios apontam que as principais áreas localizadas no polígono do pré-sal³ já foram leiloadas e atribuídas a empresas, sendo que as áreas remanescentes não apresentariam mais as condições excepcionais que justificaram a criação daquele regime.

Além disso, as estimativas mais recentes do setor indicam que a demanda por petróleo tende a se estabilizar ou mesmo reduzir no médio prazo, com consequentes impactos de redução de preços. Dados do BP Energy Outlook (BP, 2019) indicam que, no cenário base do estudo, a demanda por petróleo apresentará um crescimento médio de 0,3% a.a. até 2040, sendo que grande

¹Art. 20, IX.

²Art. 177, I.

³Área onde é obrigatória a adoção do regime de Partilha de Produção.

parte deste crescimento virá até 2030, quando a demanda estabilizará. Apesar disto, o documento afirma que ainda assim o petróleo terá um papel fundamental na matriz energética mundial e que serão necessários trilhões de dólares em novos investimentos para viabilizar a substituição dos projetos com produção decrescente por novos projetos mais produtivos, de modo a suprir a demanda por petróleo em 2040.

Neste contexto, surge a necessidade de se avaliar se o arcabouço legal e regulatório vigente no Brasil é favorável ao desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em condições geológicas ou mercadológicas mais desafiadoras do que as vislumbradas na década passada.

Neste sentido, o tema desta pesquisa é analisar os diferentes regimes jurídicos, regulatórios e contratuais para exploração e produção de petróleo e gás natural existentes no Brasil, de modo a investigar possíveis oportunidades de melhoria visando à simplificação da normatização do tema, a atração de novos investimentos e a geração de mais valor para a sociedade.

Considerando que o arcabouço normativo que regula esta atividade envolve diversos aspectos, incluindo, mas não se limitando, a seleção de quem conduzirá as atividades, a repartição de receitas entre Estado e operador, as questões ambientais e a destinação do produto da lavra, por exemplo, o foco deste trabalho aponta para duas questões consideradas centrais, quais sejam a forma de alocação dos direitos exploratórios e a forma de remuneração ou taxaço das empresas exploradoras.

Quanto ao primeiro aspecto, avaliar-se-á a literatura sobre teoria dos leilões, de modo a investigar se o modelo atualmente adotado é aquele que fornece mais condições para o atendimento dos objetivos propostos ao se licitar uma área exploratória. Quanto ao segundo, em vista da experiência internacional e da literatura existente, avaliar-se-ão os modelos brasileiros, investigando a possibilidade de proposição de melhorias no intuito de maximizar o retorno da atividade para a sociedade. Por fim, este trabalho buscará apresentar simulações numéricas que demonstrem, matematicamente, as conclusões advindas da análise teórica.

2. REGIMES FISCAIS E SEUS ATRIBUTOS

Quando se fala em regimes jurídicos, regulatórios e contratuais para a exploração e produção de petróleo e gás natural, um termo bastante difundido na literatura sobre o tema e que busca consolidar todas estas perspectivas é *regime fiscal*.

Johnston (1994 apud SOARES, 2017, p. 42) define *regime fiscal* como o conjunto de normas, sejam legais ou contratuais, tributárias ou não, que regulam as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos em determinado país ou região. Em sentido mais restrito, Ravagnani (2012, apud ANDREIS, 2016, p. 21) define o *regime fiscal* como o amplo conjunto de normas, escritas ou não, que determinam a divisão das receitas geradas pela exploração e produção de petróleo, portanto, não se estendendo por questões que não dizem respeito à repartição de receitas, como os aspectos ambientais.

Considerando que mesmo aspectos não relacionados diretamente à divisão de receitas entre Estado e privado, como o já mencionado aspecto ambiental, podem afetar a atratividade e a capacidade de geração de receita dos projetos a serem desenvolvidos e, por consequência, o resultado financeiro a ser futuramente repartido, neste trabalho adotar-se-á o conceito mais alargado, semelhante ao proposto por Johnston, entendendo que todos os aspectos definidos pelo Estado e que afetam a atividade exploratória e produtiva podem ser incorporados ao conceito de *regime fiscal*.

Neste sentido, incluir-se-iam neste conceito a tributação específica do setor de petróleo, a tributação geral aplicada a todas as firmas da economia, a forma de seleção da empresa que irá desenvolver as atividades, as normas ambientais e regulatórias, eventuais restrições comerciais (como a proibição de exportações, etc.), entre outras. Não estariam abrangidos no conceito questões relacionadas à atratividade geológica, a questões geopolíticas e outras não determinadas exclusivamente pelo Estado.

Conhecido o conceito, fica fácil perceber a importância da existência de um bom regime fiscal como fator fundamental para o sucesso, seja sob ótica do Estado ou sob ótica das empresas, da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos. Neste sentido, a literatura (TORDO, 2007, SMITH et al, 2010 apud SOARES, 2017, FRANCISCO, 2011, SOARES, 2017) aponta uma série de características desejáveis em um regime fiscal, entre os quais pode-se citar:

- i. Neutralidade, entendido como a propriedade de determinado regime fiscal de não alterar decisões de investimento, seja no nível da firma ou no conjunto das indústrias. Assim, conforme leciona Tordo (2007, p. 14), no nível da firma, ao avaliar a atratividade de um conjunto de investimentos possíveis, a ordem de preferência antes da aplicação do regime fiscal permanece inalterada após a aplicação deste. Já no conjunto da indústria, o regime fiscal não altera as preferências intersetoriais dos investidores;
- ii. Progressividade, característica que mantém a atratividade de investimentos em cenários com preço ou estruturas de custos desfavoráveis, ao tempo em que preserva a arrecadação estatal em cenários de preços e custos vantajosos;
- iii. Estabilidade, entendida como presente naquele regime fiscal que não se altera ao longo do contrato ou cujas alterações são previsíveis e visam a preservação do equilíbrio do contrato. Um regime estável estimula a confiança das empresas, fator fundamental para o desenvolvimento de atividades de alto risco e tempo de retorno do investimento, e possibilita certo grau de previsibilidade na arrecadação de receitas pelo Estado;
- iv. Simplicidade, de modo a permitir fácil compreensão das normas pelos privados e não acarretar altos custos administrativos ao Estado, possibilitando ainda a atuação ágil e tempestiva dos agentes, públicos ou privados, na condução das atividades;

Tordo (2007, p. 14) adota o conceito de *flexibilidade* como sinônimo do conceito de *progressividade* acima descrito. Entretanto, aqui opta-se por adotar um conceito diferente para *flexibilidade*, sendo entendido por este autor como *a característica de um regime fiscal que o faz adequado em diferentes contextos exploratórios, seja em áreas de alto ou baixo risco exploratório, onshore ou offshore, independente do volume ou da qualidade esperada do hidrocarboneto*. Assim, *flexibilidade* se refere à adequação do regime fiscal em diferentes condições iniciais, enquanto *progressividade* se refere à capacidade de ajuste do regime fiscal em diferentes contextos verificados no decorrer da execução daquele contrato.

Van Meurs (2016, p. 19) aborda o conceito de *progressividade* de maneira agregada ou decomposta em três variáveis parciais. Assim, para o autor, um regime progressivo é aquele em que a parcela da renda capturada pelo governo cresce para (i) preços mais altos, (ii) volumes mais

altos e (iii) custos mais baixos. Quanto à importância deste conceito, tanto van Meurs (2016, p. 38) quanto Johnston, Johnston e Tordo (2010, p. 36) apontam ainda que a *progressividade* do regime é capaz de corrigir ineficiências geradas pelo modelo de alocação dos direitos exploratórios, permitindo ao Estado capturar uma parcela adicional da receita caso o projeto se prove mais lucrativo do que o inicialmente estimado.

Francisco (2011, p. 42) ainda chama atenção para a adequada distribuição do risco em um contrato de exploração e produção. Nesse sentido, considerando que a atividade apresenta altos riscos geológicos, de preço do petróleo, políticos, entre outros, ao se desenhar um regime fiscal é importante se atentar para a dos riscos entre os agentes, sabendo que tal distribuição se reflete no prêmio a ser obtido por cada um destes. Assim, quanto maior o risco alocado no parceiro privado, menor a receita obtida pelo Estado em caso de sucesso da atividade e menor a atratividade daquele contrato para o privado. Contudo, em caso de fracasso, maior a chance de o Estado garantir alguma receita.

Conforme visto acima, grande parte das características desejadas em regimes fiscais são carregadas de subjetividade e não podem ser medidas, sendo avaliadas apenas qualitativamente. Entretanto, a literatura apresenta uma série de medidas quantitativas úteis para avaliar o regime fiscal de um dado projeto petrolífero.

Talvez o conceito mais importante e mais difundido entre estes é o *government take*. Tordo (2007, p. 19) define *government take* como a parcela dos lucros do projeto que é apropriada pelo Estado. Mais especificamente, “*the government take is defined as the government’s percentage of pre-tax project net cash flow adjusted to take into account any form of government participation. The government take can be calculated in discounted or undiscounted value*”.⁴

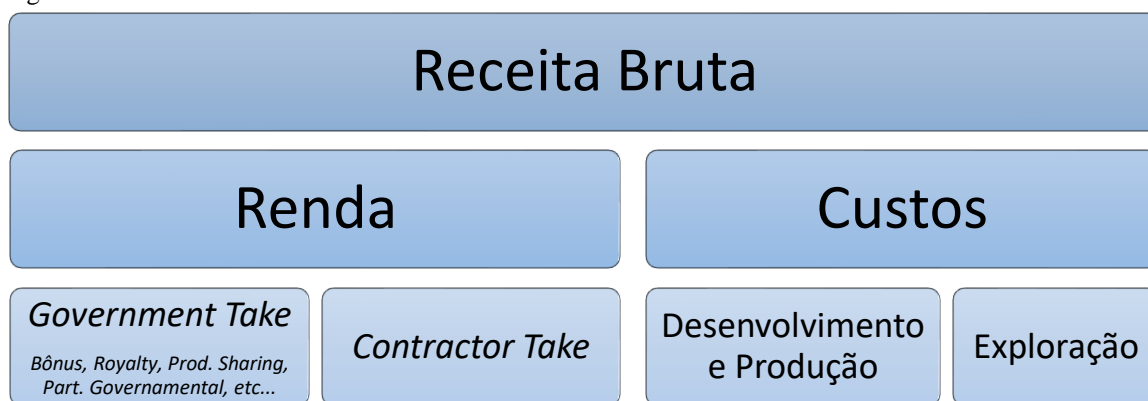
Johnston (2006, p. 77) define o *government take* como a parcela governamental do lucro econômico gerado pelo projeto, incluindo bônus, royalties, óleo-lucro, impostos e participações governamentais. Complementarmente, o autor define o *company take* como a parcela do lucro econômico do projeto apropriada pela empresa ou consórcio de empresas que desenvolvem o

⁴ Em tradução livre: “O *government take* é definido como o percentual do fluxo de caixa livre, antes do pagamento de tributos, apropriado pelo Governo, levando-se em conta qualquer forma de participação governamental. O *government take* pode ser calculado utilizando-se valores descontados ou não.”

projeto. Ainda, o autor apresenta o conceito de *contractor take* como a parcela do lucro que é apropriada pelas empresas, excluindo-se eventual participação do Estado no consórcio desenvolvedor do projeto.

No mesmo sentido, Leenhardt (2005, apud Gab-Leyba e Laporte, 2015, p. 4) define o *government take* como a razão entre a parcela do fluxo de caixa livre, não descontado, acumulada pelo Estado e o fluxo de caixa livre total gerado pelo projeto durante toda sua fase comercial. A figura abaixo ilustra o conceito:

Figura 1 - Divisão da receita bruta



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Almeida e Accurso (2013, p. 6)

Assim, verifica-se que o *government take* busca computar toda a renda extraída pelo Estado de um dado projeto de produção de petróleo. Entretanto, para os fins deste trabalho e, visando tornar seu cálculo inequívoco e replicável, algumas fontes de renda do Estado não serão computadas, a saber:

- i. Participação governamental no consórcio operador. Os cálculos que serão desenvolvidos visam ser aplicados para o caso genérico, independentemente de quais empresas eventualmente participem dos contratos. Assim, a estatística a ser desenvolvida não incluirá eventual participação da Petrobras nos contratos; e
- ii. Tributação sobre salários e aquisições de bens e serviços, em virtude da dificuldade de se desenvolver um cálculo aplicável aos diferentes arranjos possíveis para o desenvolvimento de um projeto petrolífero, como as alternativas de construção de uma unidade de produção no Brasil, a aquisição de uma unidade de produção importada ou o afretamento desta unidade.

Adicionalmente, de modo diverso de alguns autores⁵, os cálculos do *government take* efetuados mais adiante neste trabalho consideram todo o fluxo de caixa livre do projeto, incluindo o fluxo de caixa negativo do projeto na fase de pré-produção quando este não gera receitas. Assim, dado que todo investimento é realizado pelo operador e que não existe pagamento do Estado para o investidor, todo o fluxo de caixa negativo é alocado para o agente privado, o que influencia sobremaneira o cálculo do *government take* descontado⁶.

Quanto ao uso do fluxo de caixa descontado ou não, verifica-se que é possível o uso das duas formas, cada uma tendo vantagens e desvantagens. Obviamente, o uso do fluxo de caixa descontado envolve a definição de uma taxa de desconto que, conforme leciona Tordo (2007, p. 19), do ponto de vista estatal, deve ser a taxa social de desconto. Tal taxa resumiria as preferências da sociedade quanto à alocação de recurso público no tempo, sendo que uma taxa maior significaria maior preferência pelo recurso no presente do que no futuro, envolvendo questões de justiça intergeracional de alto caráter subjetivo.

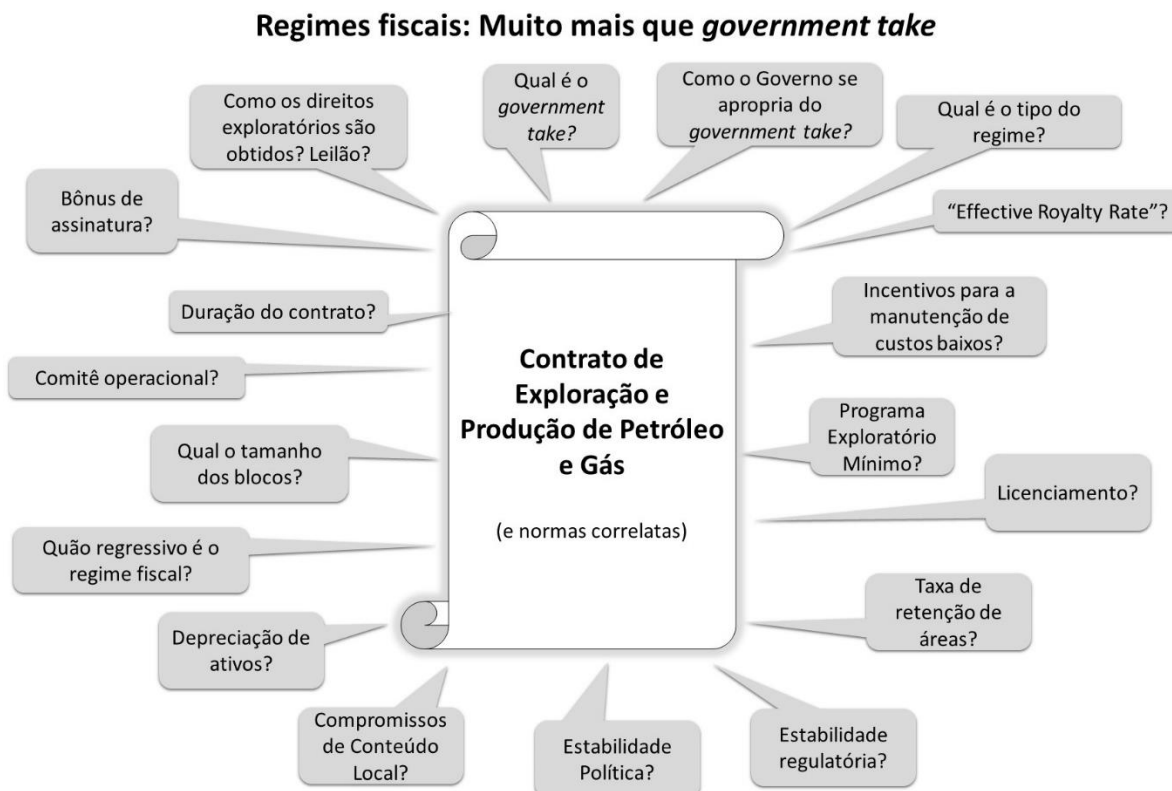
Para os fins deste trabalho, ambas as formas serão utilizadas, especialmente para a construção de outra métrica de avaliação dos regimes fiscais. Entretanto, quando não mencionado explicitamente, em virtude do mencionado anteriormente, utilizar-se-á o fluxo de caixa não descontado para o cálculo do *government take*.

Apesar da importância deste conceito para a análise dos regimes fiscais, a literatura descreve algumas fraquezas que devem ser observadas no seu uso e que, por vezes, criam a demanda por outras métricas complementares. Neste sentido, Johnston (2004, p. 20) aponta uma série de elementos importantes na avaliação de um regime fiscal que não são capturados pelo conceito de *government take*, conforme visto na figura abaixo.

⁵ Alguns autores, como Dongkun e Na (2010), entre outros, calculam o *government take* como a parcela do resultado econômico positivo do projeto absorvida pelo governo, de modo que os anos de resultado econômico negativo não interferem no cálculo.

⁶ Observou-se nas simulações que o *government take* descontado é sempre maior que aquele utilizando o fluxo de caixa não descontado. Isso se deve ao fato de que como o fluxo de caixa negativo dos anos iniciais é todo alocado para o operador, que amortiza seu investimento e lucra nos anos posteriores de produção, quanto maior a taxa de desconto aplicada no fluxo de caixa, maior o *government take* resultante.

Figura 2 - Regimes fiscais: Muito mais que government take



Fonte: Elaboração própria. Adaptado de Johnston (2004, p. 20).

Uma crítica importante ao *government take* é que este conceito não explica como se dá a apropriação de renda pelo Estado, especialmente no tocante à distribuição temporal desta apropriação. Conforme já mencionado, a distribuição de riscos é fator importante na avaliação de um regime fiscal, e a concentração da arrecadação do Estado nos estágios iniciais do projeto, por meio do bônus de assinatura, por exemplo, aloca grande parte do risco do contrato para a empresa, diminuindo a atratividade do contrato oferecido.

Assim, de modo a capturar esta característica do regime fiscal, Dongkun e Na (2010, p. 4) propõe o uso do *Front-Load Index* (FLI). Este indicador compara o *government take* descontado com o *government take* não descontado, a fim de mensurar o quão concentrada no início do projeto é a apropriação de renda pelo Estado. Quanto maior o FLI, mais concentrada é a arrecadação. Para os fins deste trabalho, utiliza-se uma fórmula adaptada deste indicador, descrita abaixo, onde GT é o *government take* não descontado e GT_i é o *government take* descontado⁷:

⁷ Neste trabalho, utilizou-se a taxa de desconto de 10% a.a.

$$FLI (\%) = \frac{GT_i - GT}{GT} \times 100$$

Um dos usos principais do government take se refere à estimativa de renda que o Estado se apropriará em caso de sucesso de um projeto exploratório. Assim, para o seu cálculo são feitas suposições quanto à produtividade do campo, custos de extração e preço do petróleo médios, por exemplo, durante a vida útil do projeto. Entretanto, em cenários reais, por vezes temporários, de grande divergência entre as estimativas e os valores efetivamente verificados, o government take é uma má estimativa da renda apropriada pelo Estado.

Neste sentido, Johnston (2006, p. 86) apresenta como exemplo um contrato de exploração e produção do Cazaquistão. Apesar deste contrato ter um government take estimado em 83%, em decorrência da formatação do regime fiscal, nos primeiros anos de produção o Estado não recebia mais de 2% da receita bruta, uma diferença considerável e que pode trazer graves problemas fiscais e políticos.

A fim de trazer clareza para esta situação, Johnston desenvolveu o índice *Effective Royalty Rate* (ERR), que indica qual é a parcela da receita bruta do projeto apropriada pelo Estado em períodos em que a receita líquida é igual a zero, representando a parcela da renda gerada que é “garantida” pelo Estado em qualquer período contábil. É necessário frisar, contudo, que quanto maior o ERR, maior o risco do contrato para a empresa que desenvolve o projeto.

$$ERR (\%) = \frac{\text{Arrecadação estatal}}{\text{Receita bruta}} \times 100 \quad , \quad \text{quando Receita Líquida} = 0$$

Além dos pontos já mencionados, Tordo (2007, p. 19) afirma que o government take, por ser um indicador fiscal, não estritamente relacionado com o desempenho econômico do projeto, interessa mais ao Estado do que ao particular. Em crítica semelhante, Johnston (2004, p. 19) apresenta situações em que, mesmo para o Estado, a mensuração do government take é irrelevante.

Para exemplificar sua afirmação, Johnston apresenta situações ocorridas no Irã, no Kuwait e na Arábia Saudita, onde contratos de campos com reservas provadas, para desenvolvimento ou revitalização, portanto sem risco exploratório, apresentavam government take variando entre 95 e 98%, a depender das estimativas utilizadas. Nestes casos, argumenta o autor, a discussão deve ser focada em estabelecer uma taxa de retorno compatível com o (baixo) risco da atividade, utilizando-se outros setores de infraestrutura “regulares”, como água e energia elétrica, como referência.

Ainda, conforme já discutido, o regime fiscal tem alto impacto na atratividade da atividade. Assim, é razoável supor que taxas de government take muito altas ou uma má alocação de riscos podem desincentivar o desenvolvimento eficiente de determinados projetos. Diante dos argumentos apresentados acima, torna-se evidente a necessidade de se trabalhar também com indicadores que reflitam não só questões atinentes à distribuição da renda gerada pelo projeto, como também aqueles capazes de medir a própria renda gerada ou a atratividade do projeto.

Para estes fins, serão utilizados neste trabalho dois conceitos bastante conhecidos na literatura, quais sejam, o *valor presente líquido* – VPL e a *taxa interna de retorno* – TIR, os quais serão brevemente conceituados a seguir. Ambos os conceitos serão importantes para possibilitar mensurar o potencial de geração de lucros e a atratividade de um mesmo projeto submetido a dois regimes fiscais distintos.

O *valor presente líquido*, conhecido também como fluxo de caixa descontado, representa qual seria o valor hoje de todo o fluxo de caixa futuro esperado do projeto. Para calculá-lo, os fluxos de caixa livres – FCL em cada período são trazidos a valor presente (ou seja, ao seu valor atual) mediante o desconto por uma taxa predefinida, conhecida como *taxa mínima de atratividade* – TMA. Tal taxa está relacionada ao custo de oportunidade, ao custo de capital e ao risco percebido pelo agente daquele fluxo estimado não se concretizar. Sua fórmula é a seguinte:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCL(t)}{(1 + TMA)^t}$$

Já a *taxa interna de retorno* é a taxa que iguala o VPL de um projeto de investimento a zero, representando a taxa de juros que um investidor receberia se investisse em um projeto que gerasse aquele fluxo de caixa. Sua fórmula pode ser descrita da seguinte forma:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FCL(t)}{(1 + TIR)^t}$$

Abordando novamente a progressividade do regime, Tordo, Johnston e Johnston (2010, p. 36) alertam que um regime muito progressivo, em que a taxa marginal da renda é demasiadamente alta, diminui o incentivo à inovação e à redução de custos, estimulando a prática do *gold-plating*⁸. Para

⁸ Em tradução literal, banho de ouro. Indica a realização de custos desnecessários ou supérfluos.

mensurar o incentivo à redução de custos e à busca por eficiência, Johnston (2006, p. 90) sugere o cálculo do indicador *Savings Index*, que mensura qual o aumento da receita líquida não descontada da empresa para cada dólar economizado em custos. A fórmula abaixo descreve o indicador. Para os fins deste projeto, utilizar-se-á uma redução proporcional entre CAPEX e OPEX.

$$SI (\%) = - \frac{\Delta VPL@0}{\Delta Custos} \times 100$$

3. TEORIA DE LEILÕES

Ao se analisar um regime fiscal, a forma de alocação das licenças de exploração e produção é um fator que merece destaque, dado que, a depender da forma adotada, o resultado econômico e financeiro do projeto pode ser fortemente afetado.

Segundo Johnston, Johnston e Tordo (2010, p. 29), sob uma perspectiva econômica, ao determinar a forma de alocação das licenças o governo deve buscar um modelo que:

- Seja consistente com a política governamental;
- Favoreça a seleção do operador mais eficiente;
- Não apresente altos custos administrativos ou de *compliance*⁹;
- Minimizar distorções; e
- Mitigue falhas de mercado.

Os autores também ressaltam as dificuldades inerentes ao processo de alocação de licenças, dado que nem o governo nem as firmas conhecem o real valor do ativo em questão, que depende do volume de óleo a ser encontrado (se for encontrado), o custo de extração e o preço de venda da produção, existindo o risco real de que a licença seja “vendida” a um preço maior ou menor do que seu valor intrínseco, sendo que ambas as opções seriam ineficientes¹⁰.

Os autores ainda salientam que o mecanismo de alocação não deve provocar distorções nas decisões dos agentes durante a execução do contrato e que, considerando que áreas com diferentes

⁹ Entende-se como custo de *compliance* os custos relacionados ao cumprimento, por parte dos particulares, de exigências administrativas, como determinadas formas de comprovação de capacidade técnica, necessidade de constituição de consórcio previamente à licitação, etc.

¹⁰ Caso a licença seja “vendida” a um preço inferior ao seu valor, o governo terá deixado de arrecadar recursos que seriam usados em benefício da sociedade. Caso o preço pago seja mais alto que o valor do ativo, provavelmente a empresa não desenvolverá o projeto que poderia ser viável em outras condições econômicas, desperdiçando os recursos da empresa e atrasando o desenvolvimento do projeto por meio de renegociações ou da devolução da área.

maturidades são oferecidas por um mesmo país, dificilmente um modelo único e inflexível poderá ser considerado eficiente para todas as situações.

Em uma revisão bibliográfica sobre o tema, Soares (2017, p. 90) identifica três formas principais de outorga de direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos, quais sejam, outorga discricionária, negociação aberta e leilão competitivo. O quadro abaixo apresenta as principais características dos modelos encontrados:

Quadro 1 - Formas de outorga de direitos exploratórios

	Outorga Discricionária	Negociação aberta	Leilão competitivo
<i>Seleção da empresa</i>	Selecionada por critérios próprios do governo	Vence aquele que apresentar a melhor proposta em rodadas de negociação com o governo	Vence aquele que apresentar a melhor proposta no leilão
<i>Previsibilidade e transparência dos critérios</i>	Critérios nem sempre são transparentes e previsíveis	Sim	Sim
<i>Confiança e experiência do governo</i>	Exige alta capacidade técnica dos técnicos do governo e baixíssimos níveis de corrupção	Exige alta capacidade técnica dos técnicos do governo e baixos níveis de corrupção	Aceita menores níveis de capacidade técnica e confiabilidade do governo, considerando que os parâmetros finais serão dados pelo mercado em um processo mais aberto, transparente e competitivo
<i>Vantagens</i>	Permite a escolha de projetos e empresas específicas de acordo com os interesses estratégicos do Estado	Permite maior flexibilidade ao governo na busca de objetivos estratégicos ao tempo em que garante maior competitividade e transparência	Modelo mais transparente e competitivo, reduz o risco de pressões políticas ou corrupção. Transfere o custo de calcular o “preço” do ativo para o mercado, competindo ao governo a proposição de parâmetros mínimos
<i>Desvantagens</i>	Falta de transparência e competitividade abre margem para corrupção e perda de renda para o Estado. Exige altíssima capacidade técnica dos técnicos do governo	Mais sujeito a pressões políticas, pode favorecer a colusão de empresas e diminuir o resultado obtido	A busca por múltiplos objetivos estratégicos pode tornar o modelo muito complexo. Pode ser pouco flexível, caso os parâmetros estejam definidos em lei

Fonte: Elaboração própria

Considerando as características apresentadas acima, *a priori*, entende-se que o modelo de leilão competitivo, já adotado nos regimes vigentes no Brasil, como será visto adiante, é o mais adequado para o atual contexto, de modo que este será o mais explorado neste trabalho.

Em uma breve revisão sobre a teoria dos leilões, quanto ao tipo destes leilões, pode-se identificar diferentes classificações. Em relação à percepção das firmas sobre valor do bem leilado, a literatura destaca dois tipos de leilão cujas características podem ser aplicadas ao mercado de petróleo e gás brasileiro, quais sejam, os leilões de *valor comum* e *valor quase comum*.

A respeito do primeiro, Damé (2011, p. 13) aponta que este ocorre quando o valor esperado do bem leilado é o mesmo para todas as firmas, a despeito do fato de que cada firma pode estimar este valor de forma diferente. Em situações normais, este seria o arranjo esperado em um leilão de direitos exploratórios de petróleo. Entretanto, ao considerar assimetrias de informação entre as firmas, pode-se estar diante de um leilão de *valor quase comum*, que, conforme definido por Souza (2012, p. 10), ocorre quando a utilidade esperada do bem leilado é assimétrica entre os participantes.

De fato, o segundo tipo parece ser o mais presente na indústria de E&P. Mead (1994 apud Johnston, Johnston e Tordo, 2010, p. 5) assevera que a firma, ao entrar em uma área desconhecida, adquire dois ativos, quais sejam, o direito de explorar e produzir na área adquirida e uma potencial informação privilegiada sobre as áreas adjacentes. Em outro exemplo, no caso em que uma firma detenha direitos em campos vizinhos ao campo em leilão, em virtude de ganhos de escala nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção e na logística associadas aos ativos, o valor esperado deste campo pode ser maior para a firma “incumbente” em relação às demais.

Em outra categoria, os leilões podem ser caracterizados como leilão de primeiro ou leilão de segundo preço. No primeiro caso, o valor a ser pago pelo bem leilado é o valor da oferta vencedora, enquanto no segundo, ainda que o vencedor seja aquele que apresenta a maior oferta, o valor a ser efetivamente pago é aquele da maior oferta perdedora (ou seja, da segunda maior oferta).

Considerando estes dois tipos de leilão e analisando os resultados na presença (ou não) de um agente que possui alguma assimetria de informação ou algum interesse estratégico no bloco, Souza (2012) desenvolve matematicamente uma solução que aponta que:

- i) Em um leilão de segundo preço, a participação de um agente privilegiado no certame, mesmo com pequena vantagem em relação aos demais, afeta de maneira não desprezível a receita esperada pelo leiloeiro;

- ii) Já em um leilão de primeiro preço, a depender da magnitude da assimetria em favor do participante privilegiado, em termos de receita para o leiloeiro, é possível se atingir um resultado semelhante ao obtido em um leilão simétrico;
- iii) Em leilões simétricos, o resultado dos leilões de primeiro e segundo preço, em termos de receita obtida, são os mesmos para o leiloeiro.

Os leilões podem ser modelados como leilões de preço fechado (*sealed-bid auctions*) ou leilões ascendentes. O primeiro caso se assemelha a um jogo simultâneo de apenas uma rodada onde, idealmente, cada participante desconhece os movimentos dos outros jogadores e tem apenas uma chance para vencer o leilão. Neste modelo, todos os participantes, mesmo aqueles que não desejam apresentar propostas, entregam envelopes fechados que são abertos simultaneamente pelo leiloeiro.

Já o segundo tipo se assemelha a um jogo sequencial, onde os participantes conhecem as propostas dos outros jogadores e passam por várias rodadas até que algum lance não seja superado por nenhum participante.

Ao analisar estas diferentes formas, Johnston, Jonhston e Tordo (2010, p. 43-44) afirmam que, havendo assimetria entre os agentes, os leilões ascendentes tornam os agentes mais cautelosos, diminuem as chances de vitória dos agentes não privilegiados e, com isso, conduzem a um pior resultado em comparação aos leilões de preço fechado. Apontam ainda que os leilões de preço fechado, por não permitirem a observação cruzada entre os agentes, são menos sujeitos à colusão entre os participantes, o que aumenta a competitividade do certame.

Assim, apesar de verificarem situações em que os leilões ascendentes poderiam conduzir a melhores resultados em termos fiscais para os Estados, os autores sugerem que a existência de outros mecanismos, como a possibilidade de transferência de contratos entre agentes e a progressividade do regime fiscal, possa corrigir eventuais distorções advindas do modelo de leilões adotado e desincentivar os Estados a buscarem modelos diferentes.

Os leilões podem ainda ocorrer de forma simultânea ou sequencial. Na forma simultânea, todas as propostas para todos os blocos são entregues uma única vez, enquanto no modelo sequencial, a cada bloco da rodada é realizado um leilão “à parte”. Johnston (2006, p. 95) apresenta o resultado obtido pela Venezuela em uma rodada de leilões de blocos exploratórios ofertados de

forma sequencial, em que oito dos dez blocos ofertados foram arrematados, gerando um government take em torno de 92%.

O autor atribui este resultado à maior competição pelos blocos remanescentes à medida em que os blocos precedentes eram arrematados. Assim, nos leilões sequenciais de blocos, à medida em que se avança na rodada, mais informação fica disponível para os agentes, o que conduziria a ofertas mais eficientes. Por outro lado, Johnston, Johnston e Tordo (2010, p. 39-40) apontam que, considerando que é impossível ao agente retificar suas propostas precedentes após conhecer o resultado de blocos futuros, a eficiência deste tipo de leilão está altamente ligada à assertividade das previsões dos agentes e à ordem em que os blocos são oferecidos.

Os leilões ainda podem ser analisados considerando as variáveis da oferta. Assim, os leilões podem ser univariáveis, quando o julgamento das ofertas observa apenas um critério, ou multivariáveis, quando uma combinação de parâmetros do futuro contrato é observada no julgamento das ofertas. Assim, um leilão pode ser feito sobre algum dos parâmetros do contrato, como bônus de assinatura, programas exploratórios mínimos, royalties ou sobre uma combinação destes parâmetros.

A escolha dos critérios de julgamento das ofertas deve ser feita de modo a refletir os objetivos do governo. Assim, para fronteiras exploratórias, pode ser mais interessante classificar as ofertas por maiores programas exploratórios do que por bônus de assinatura. Johnston, Johnston e Tordo (2010, p. 23) ressaltam, contudo, que a quantidade de parâmetros elegida deve ser limitada de modo a refletir com clareza os reais objetivos do governo. Ainda, pode-se afirmar que uma grande diversidade de parâmetros considerados no leilão pode aumentar a complexidade da proposição e do julgamento das ofertas, conduzindo a resultados ineficientes.

A seguir, tecem-se comentários a respeito das variáveis mais presentes nos leilões de E&P, quais sejam, (i) bônus de assinatura, (ii) programa exploratório mínimo, (iii) royalties, (iv) óleo-lucro, participações especiais ou outra forma de divisão de lucros, e, por fim (v) projetos combinados. Os comentários são baseados na discussão apresentada por Johnston, Johnston e Tordo (2010).

Quanto aos leilões sobre bônus de assinatura, os autores argumentam que este tipo de leilão é tão menos eficiente quanto maior o risco do contrato (o que envolve riscos geológicos,

econômicos ou políticos) ou a aversão ao risco dos participantes. Isto ocorre porque os bônus de assinatura são pagos independentemente do sucesso exploratório da jornada, sendo caracterizados como custo afundado do projeto, assim como os demais investimentos em exploração. Assim, como o valor efetivo do bloco leiloado é desconhecido para os participantes, quanto maior o risco, maior será o desconto aplicado sobre o valor esperado do bem para o cálculo das ofertas.

Mesmo para os blocos mais interessantes do ponto de vista geológico, o leilão de bônus pode ser menos eficiente. Para estes blocos, onde seria esperado uma maior concorrência, considerando que a concorrência poderia elevar sobremaneira o valor do bônus necessário para vencer o leilão, firmas menores e com menor saúde financeira poderiam ser impelidas a não participar do leilão (por vislumbrarem pouca chance de vitória, considerando que há um custo não desprezível em participar do leilão), o que posteriormente reduziria a concorrência, mas poderia conduzir a um equilíbrio onde a receita obtida pelo leiloeiro seria menor. Além disso, os autores apontam que outras barreiras à entrada, assimetrias de informação ou concentração de mercado tendem a reduzir o resultado obtido, independentemente de fatores geológicos.

Johnston (2006, p. 95) afirma que poucos países usam apenas o bônus de assinatura como critério de julgamento do leilão, mencionando as outorgas concedidas pelos EUA no Golfo do México como exemplo. Contudo, apesar do bônus de assinatura ser o único parâmetro de julgamento do leilão, isto não significa que esta é a única forma de apropriação de renda pelo Estado naquele caso (na verdade, adicionalmente ao bônus, ainda são cobrados royalties e impostos sobre a renda das empresas).

Ao analisar a possibilidade de leilões sobre obrigações de desenvolvimento de programas exploratórios mínimos - PEMs, os autores apontam que, do mesmo modo que os leilões sobre bônus, PEMs elevados podem diminuir o interesse de investidores em blocos de alto risco. Isto ocorre porque, à semelhança dos bônus de assinatura, o capital dispendido no PEM pode ser um custo irrecuperável do projeto, em caso de não comercialidade da descoberta (e obviamente, de não descoberta). Apesar da semelhança, os autores apontam que, enquanto os bônus de assinatura não são considerados na recuperação de custos do projeto, os gastos em exploração (como o PEM) são passíveis de serem recuperados (no custo em óleo, por exemplo).

O objetivo dos leilões sobre PEM é aumentar a qualidade e a quantidade de atividade exploratória em uma determinada área, por isso este tipo de leilão pode ser recomendado para projetos exploratórios de alto risco, como em bacias de nova fronteira. Contudo, é necessário ter atenção à ponderação apresentada pelos autores. Argumenta-se que, especialmente em leilões mais concorridos, os participantes têm incentivo para fazerem ofertas que, por vezes, superam os programas exploratórios que seriam considerados eficientes, tendo em vista as necessidades técnicas e geológicas da área. Assim, o leilão poderia ser duplamente ineficiente, pois conduziria à oferta de um PEM maior que o necessário, desperdiçando recursos das empresas privadas, às custas de uma possível maior arrecadação estatal que poderia ser obtida caso fosse utilizada outra forma de competição.

Comparativamente ao leilão de bônus, do ponto de vista do governo, o leilão de PEM pode representar a perda de uma receita que poderia entrar imediatamente no caixa do governo. Por outro lado, representa um instrumento interessante caso o objetivo seja incentivar a exploração de alguma região.

Outra variável possível de ser utilizada no leilão é a alíquota de royalty. Neste caso, vence aquele participante que oferecer a maior parcela da receita bruta para o Estado. Em comparação com os modelos apresentados anteriormente, do ponto de vista dos participantes do leilão, como a oferta só será “executada” em caso de sucesso exploratório e comercialidade do bloco, os participantes sentem-se mais encorajados a apresentarem lances maiores.

Isto ocorre porque, neste modelo, o governo compartilha o risco geológico (ou parte dele) com os participantes do leilão. Se, por um lado, o governo corre o risco de receber uma receita comparativamente menor em relação leilão de bônus, por exemplo, em caso de insucesso exploratório, por outro, o compartilhamento dos riscos com os participantes permite que o governo se aproprie de uma receita maior no ciclo de vida do projeto, em caso de sucesso exploratório.

Como será mostrado com mais detalhes na sequência deste trabalho, Sampaio e van Meurs (2013), ao analisar a estratégia de cobrança de um alto valor de bônus de assinatura na 1ª Rodada de Partilha de Produção, afirmam que o governo perdeu a oportunidade de se apropriar de dezenas de bilhões de dólares adicionais, comparativamente ao uso de um bônus de assinatura menor e um maior compartilhamento de riscos. Os autores comparam esta estratégia com a tomada de um

empréstimo à taxa de juros elevadíssima (à taxa de desconto típica de um projeto no setor petrolífero).

Apesar de serem menos arriscados que os leilões de bônus ou programa exploratório, os royalties também apresentam problemas. Por serem cobrados sobre a receita bruta do projeto, os royalties são aplicáveis a partir do momento em que se inicia a produção, ponto temporalmente distante do momento em que o projeto passa a gerar lucro (quando os custos de capital incorridos já tiverem sido recuperados).

Outra crítica aos royalties se refere à sua aplicação em campos com margem de lucro reduzidas, como em campos maduros, pouco produtivos ou de altos custos. Nestes casos, royalties elevados poderiam conduzir ao abandono prematuro ou ao não desenvolvimento dos campos, ou desincentivar a utilização de mecanismos recuperação aprimorada de petróleo. Para exemplificar a crítica, Johnston, Johnston e Tordo (2010, p. 35) apresentam o caso de um leilão sobre royalties, teoricamente bem-sucedido, ocorrido nos EUA em 1974. Dos oito campos arrematados, apenas um chegou a produzir, graças a uma negociação bem-sucedida que resultou na redução dos royalties de 73,4% para 25%. Os autores salientam, contudo, que o uso de alíquotas de royalties variáveis em relação à preços e custos pode mitigar o problema apresentado.

Semelhante aos leilões sobre royalties, são os leilões sobre óleo-lucro ou outra forma de partilha de lucros, apontados como aquele que menor distorce as decisões dos investidores. Diferentemente do modelo anterior, utiliza-se a receita líquida como variável do leilão, consagrando como vencedor aquele que oferecer maior parcela da receita líquida ao Estado. Assim como no leilão sobre royalties, neste leilão o Estado compartilha o risco com o privado, podendo aumentar o número de firmas interessadas e a propensão a pagar maiores ágios para vencer o certame.

Como a apropriação de renda é condicional à lucratividade do projeto após a recuperação dos custos, neste modelo o Estado leva mais tempo para começar a se apropriar da renda. Tal problema, contudo, pode ser solucionado instituindo-se limites para a recuperação de custos. Os autores ainda apontam que este modelo é mais complexo e exige maior capacidade da administração pública e que, como a parcela do Estado depende da recuperação de custos do

projeto, pode haver um incentivo para que os operadores inflem os custos do projeto de modo a reduzir o quinhão estatal da renda.

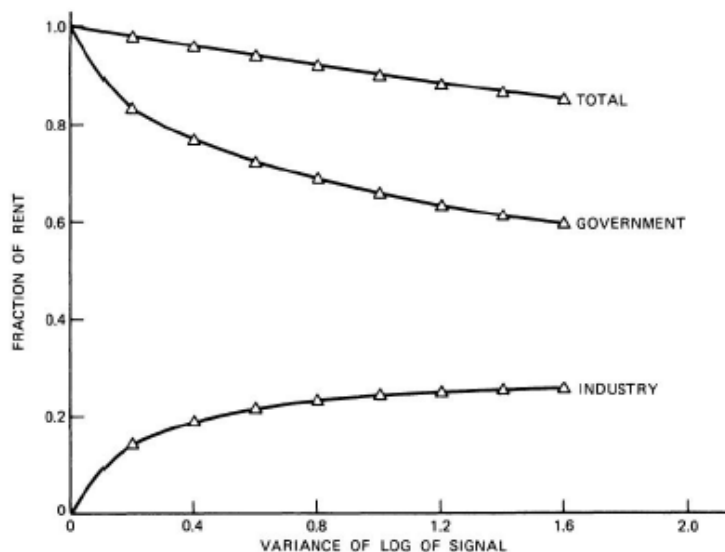
Por derradeiro, os autores apresentam a possibilidade de leilão de projetos combinados¹¹, modelo que tem se tornado mais comum em países com infraestrutura deficiente. Neste modelo, o critério de julgamento para o leilão de uma área de menor risco exploratório poderia ser o maior compromisso de investimento em uma infraestrutura relacionada ao projeto, como a construção de dutos de escoamento da produção, a ampliação de refinarias ou até mesmo a transferência de tecnologia para empresas nacionais.

Este arranjo, se bem desenhado, pode ser interessante para induzir o investimento em ativos de interesse para o desenvolvimento da região, como, por exemplo, a construção de um novo gasoduto para escoamento da produção que poderia ser utilizado por produtores adjacentes. Entretanto, os autores apontam que como poucos agentes podem se interessar pelo desenvolvimento do projeto combinado, o resultado obtido no leilão pode ser inferior ao obtido em um leilão tradicional. Contribuiria neste sentido a complexidade aumentada do modelo, que exigiria a análise de mais de um projeto, dificultando a valorização adequada do ativo oferecido.

Ao analisar algumas das possibilidades aqui mencionadas, Reece (1978; 1979 apud Damé, 2011) elabora exercícios matemáticos para testar o comportamento da renda em diferentes cenários de nível de informação, números de firmas concorrendo e tipos de leilão. O autor encontra que, dado um número de firmas, quanto maior a incerteza quanto ao valor dos blocos (ou seja, maior o risco), (i) menor o montante de renda produzido (ou seja, maior o “peso morto”), (ii) menor a participação do governo na renda total e (iii) maior a proporção da renda total capturada pelas firmas.

¹¹ No original, chamado de *bundle bids*.

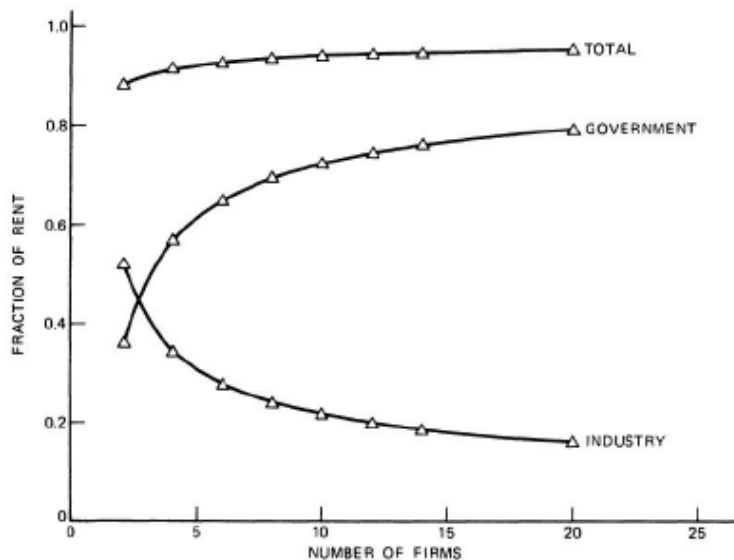
Figura 3 - Divisão da renda: 10 firmas



Fonte: Reece (1978, *apud* Damé, 2011)

De maneira complementar, dado um determinado nível de incerteza, quanto maior o número de firmas concorrendo, (i) maior a renda gerada, (ii) maior a parcela da renda captada pelo governo e (iii) menor a parcela da renda absorvida pela indústria.

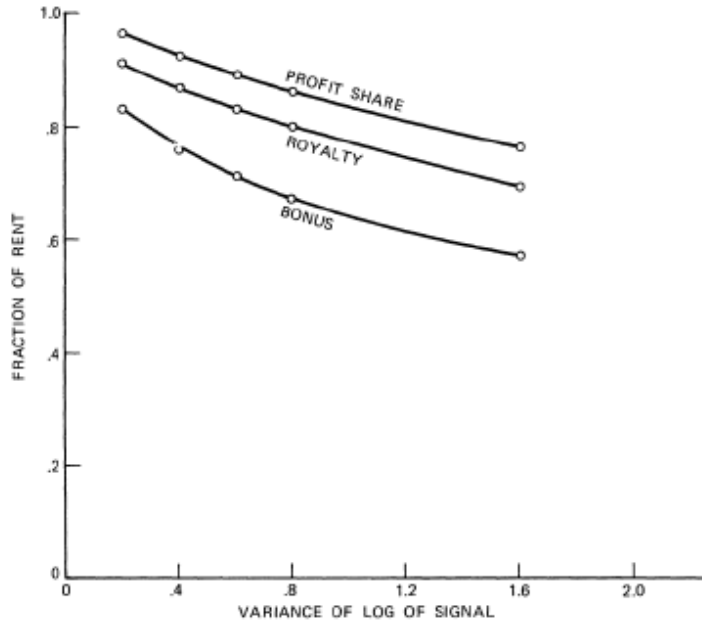
Figura 4 - Divisão da renda: Variância do log do sinal = 0.6



Fonte: Reece (1978, *apud* Damé, 2011)

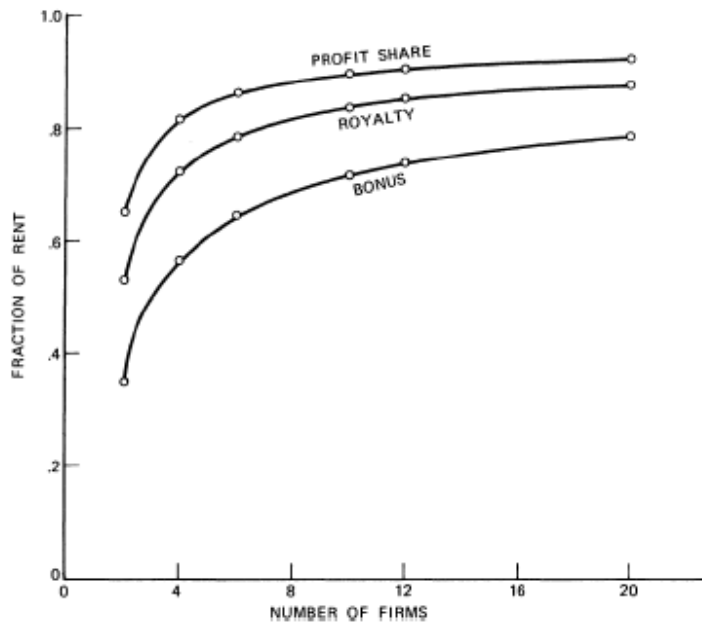
Na continuação do seu trabalho, comparando os leilões sobre bônus de assinatura, royalties ou óleo-lucro, o autor encontra que, para todos os cenários testados, o leilão de óleo-lucro apresenta resultado superior aos demais em termos de maior renda gerada e maior parcela da renda apropriada pelo governo. As figuras abaixo ilustram a conclusão:

Figura 5 - Porção da renda capturada pelo Governo: 10 firmas



Fonte: Reece (1979, *apud* Damé, 2011)

Figura 6 - Porção da renda capturada pelo Governo: Variância do log do sinal: 0.6

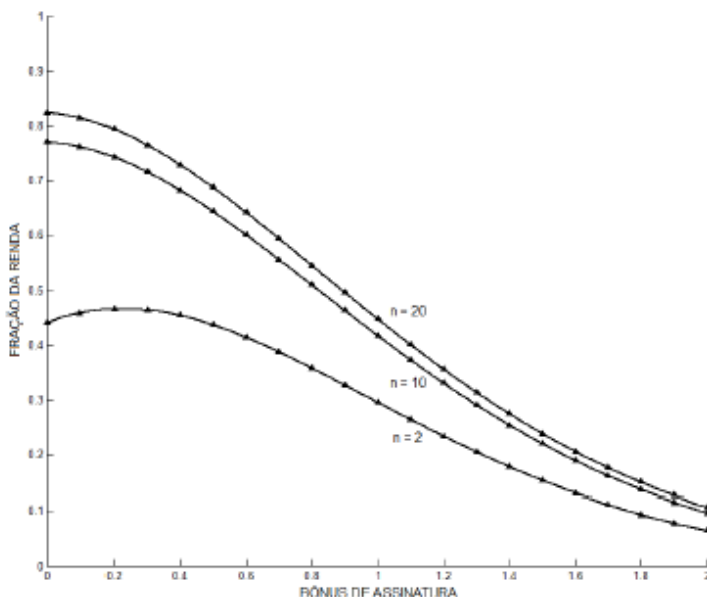


Fonte: Reece (1979, *apud* Damé, 2011)

Partindo das conclusões deste autor, Damé (2011) aprimora o modelo matemático desenvolvido de modo a buscar mais aderência ao modelo de partilha de produção existente no Brasil que, conforme será visto mais adiante, é caracterizado pela existência de um bônus de assinatura fixo e é caracterizado como um leilão de óleo-lucro.

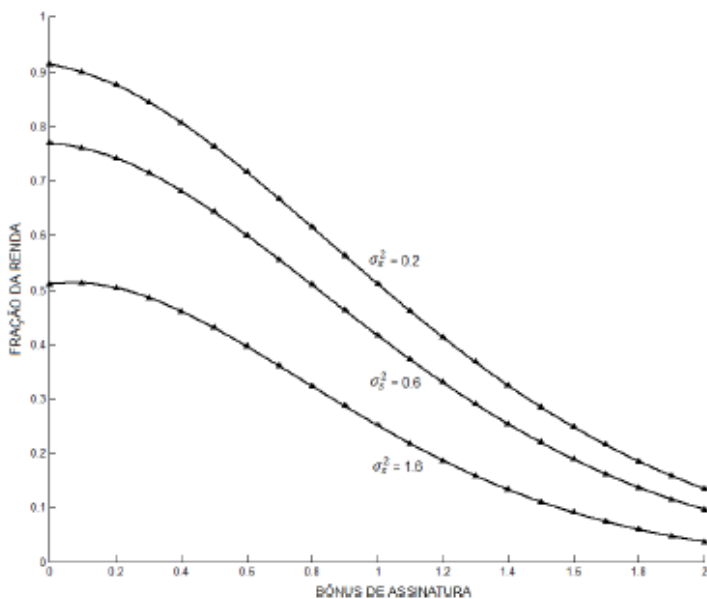
Ao estudar matematicamente a relação entre o valor de bônus de assinatura e a fração da renda capturada pelo governo, o autor encontra que, exceto em casos onde há pouquíssima concorrência ou a qualidade das informações das firmas é muito baixa, o valor do ótimo do bônus de assinatura tende a zero. Adicionalmente, o autor ainda aponta que quanto maior o bônus de assinatura cobrado, menor é o ganho obtido com o aumento da concorrência ou com a melhoria das informações dos participantes. As figuras abaixo demonstram estas conclusões:

Figura 7 - Fração da renda esperada capturada pelo Governo: Variância do sinal das firmas = 0.6



Fonte: Damé (2011)

Figura 8 - Fração da renda esperada capturada pelo Governo: Nº de firmas = 10



Fonte: Damé (2011)

4. REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NO MUNDO

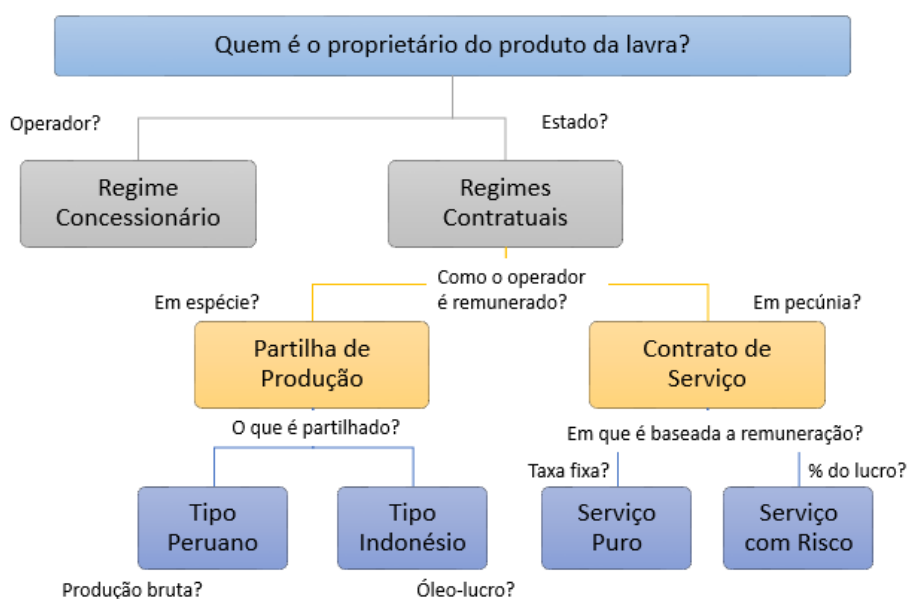
Considerando a vasta literatura existente sobre o tema, não é objeto deste trabalho analisar detalhadamente as características dos diversos regimes fiscais adotados no mundo. Para tal análise recomendam-se os trabalhos de Ernst Young (2019) e Bain & Company e Tozzini Freire (2009), entre outros. Assim, o objetivo desta seção é apenas conceituar e apresentar as principais características de cada regime, a fim de prover uma contextualização para as discussões seguintes.

Johnston (2006) separa os regimes fiscais existentes em grandes categorias, os concessionários (R/T Systems) e os contratuais, subdividindo os contratuais em partilha de produção (Production-Sharing Contracts/Agreements) e contrato de serviços (Service Agreements), apontando que o fator que diferencia os regimes está relacionado à transferência do hidrocarboneto produzido para a empresa que conduz as atividades. Nas palavras do autor:

“In short, the distinguishing characteristic of each family of contract is where, when, and if ownership of the hydrocarbons transfers to the international oil company. While numerous variations and twists are found in both concessionary and contract-based systems, from a mechanical and financial point of view *there are practically no differences between the various systems.*” (JOHNSTON, 2006, p. 95)

A figura abaixo sintetiza a questão.

Figura 9 - Regimes fiscais



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Johnston (2006, p. 60)

Assim, quanto ao aspecto da apropriação do produto da lavra, o autor aponta que (i) no regime concessionário, o operador se apropria da produção, descontados os royalties, geralmente na “cabeça do poço”, ou seja, no ponto em que o hidrocarboneto é efetivamente produzido; (ii) no regime de partilha, o operador se apropria do custo em óleo mais sua parcela do óleo lucro, geralmente no ponto de medição (ou ponto de exportação ou partilha) e; (iii) nos contratos de serviço, por definição, o operador não se apropria da produção, sendo remunerado de outra forma que não em espécie. Ressalta-se que, no regime concessionário, caso o operador pague os royalties em dinheiro, por exemplo, este se apropria de toda a produção.

Neste sentido, pode-se resumir o fluxo de funcionamento dos regimes da seguinte forma:

Concessão

- Empresa recebe o direito de explorar petróleo, por sua conta e risco;
- Em caso de descoberta comercial, a empresa se apropria da produção bruta, descontados (ou não, caso pago de outra forma) os royalties, na “cabeça do poço”;
- A empresa é tributada sobre os lucros da venda da produção;

Figura 10 - Divisão da renda - Concessão



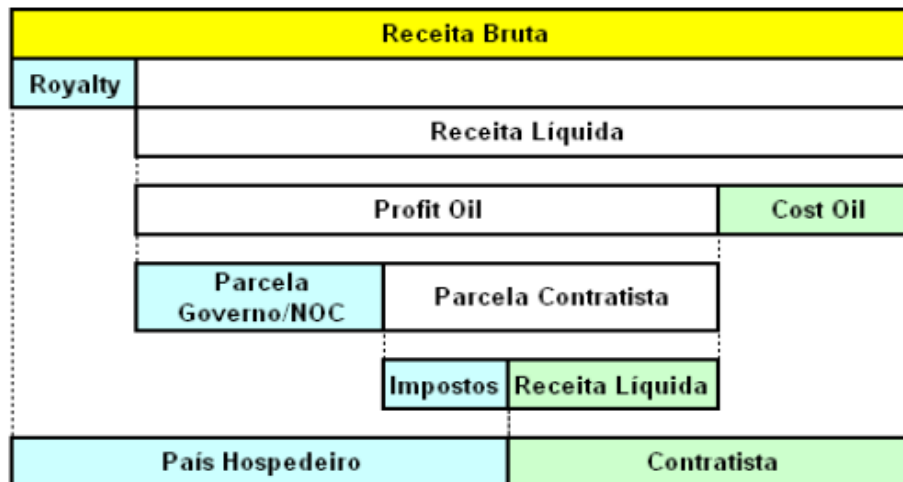
Fonte: Silveira e Ferreira (2008, apud Lucchesi, 2011, p. 21)

Partilha de Produção

- Empresa recebe o direito de explorar petróleo, por sua conta e risco;
- Em caso de descoberta comercial, a empresa tem o direito de se apropriar da produção correspondente ao custo incorrido acrescido da sua parcela de óleo lucro. O restante da produção continua pertencendo ao Estado;

- A empresa é tributada sobre os lucros da venda da sua parcela da produção;

Figura 11 - Divisão da renda - Partilha



Fonte: Silveira e Ferreira (2008, apud Lucchesi, 2011, p. 24)

Contrato de Serviços Puro

- A empresa é contratada para explorar petróleo e recebe a remuneração contratualmente acordada por isso;
- Em caso de descoberta comercial, a produção pertence integralmente ao Estado;

Contrato de Serviços de Risco

- A empresa é contratada para explorar petróleo, por sua conta e risco;
- Em caso de descoberta comercial, a produção pertence integralmente ao Estado;
- Apenas em caso de descoberta comercial, a empresa é remunerada conforme estabelecido em contrato;

Além da diferença já mencionada em relação à apropriação da produção, Johnston ainda aponta dois fatores que diferenciam os regimes, quais sejam, a propriedade da infraestrutura utilizada e o direito sobre o volume não produzido da reserva (*Lifting Entitlement*).

Quanto ao primeiro ponto, Johnston aponta que, em sistemas concessionários, as instalações de produção permanecem pertencendo aos operadores da área, enquanto que, em sistemas contratuais, as instalações se tornam propriedade do Estado. A propriedade das instalações é relevante para definir obrigações referentes a descomissionamento, abandono, etc.

O segundo ponto é relevante, pois tem impacto direto no balanço patrimonial das empresas produtoras, dado que estas computam o valor das reservas provadas em seus balanços na proporção do direito destas sobre o volume produzido. Em um regime concessionário, como uma maior parte, ou a totalidade, o produto da lavra é de propriedade do desenvolvedor do projeto, as empresas podem computar a (quase) totalidade do volume das reservas provadas em seu balanço. No regime de partilha de produção, as empresas podem computar apenas parte do volume e, em contratos de serviço, como toda a produção (incluindo a futura) pertence ao Estado, as empresas não podem contabilizar o valor das reservas em seus balanços.

O quadro abaixo sumariza as principais características dos diferentes regimes:

Quadro 2 - Características dos principais regimes fiscais

	Concessão	Partilha de Produção	Contrato de Serviço
<i>Frequência (% de sistemas)</i>	44%	48%	8%
<i>Tipos de projetos</i>	Todos os tipos: Com ou sem risco exploratório, Recuperação avançada	Todos os tipos: Com ou sem risco exploratório, Recuperação avançada	Todos os tipos, mas mais frequente em áreas sem risco exploratório
<i>Propriedade da infraestrutura</i>	Contratado	Estado	Estado
<i>Apropriação do produto da lavra pelo contratado</i>	Produção bruta menos royalties	Custo em óleo mais parcela do óleo lucro	Nada
<i>Ponto de transferência de propriedade do hidrocarboneto</i>	Na cabeça do poço	Ponto de medição, exportação ou partilha	Nenhum
<i>Responsável pelo investimento</i>	100% contratado	100% contratado	100% contratado
<i>Participação governamental</i>	Sim, mas raro	Sim, comum	Sim, muito comum
<i>Limite de recuperação de custos</i>	Não	Frequente	Às vezes
<i>Controle estatal</i>	Tipicamente baixo	Alto	Alto
<i>Lifting Entitlement¹²</i>	Tipicamente em torno de 90%	Geralmente 50 a 60%	Nenhum (por definição)

Fonte: Adaptado de Johnston (2001, apud Johnston, 2006, p.73)

¹² Conforme mencionado anteriormente, se refere ao direito do contratado de computar o volume das reservas provadas no balanço patrimonial

Do ponto de vista financeiro, Johnston (2006, p. 59) argumenta que qualquer regime fiscal obedece aos seguintes passos:

- Produção de hidrocarbonetos e geração de receitas;
- Aplicação de royalties ou outros mecanismos incidentes sobre a receita bruta (1ª camada);
- Recuperação de custos ou deduções fiscais;
- Divisão de lucros (taxas especiais, óleo-lucro, etc);

Neste sentido, é possível concluir e é consenso na literatura especializada que, do ponto de vista fiscal, tomando-se como medida o government take, é possível atingir o mesmo resultado em qualquer dos regimes. Nas palavras de van Meurs:

“There are no inherent differences in the level of government take and government revenues that can be obtained through the three types of upstream government petroleum regimes. It is possible for any petroleum project to create fiscal terms that result in exactly the same government take, under particular assumptions of prices, costs and the time value of money, for each of the three regimes.” (VAN MEURS, 2008, p. 3)

Johnston (2006, p. 61) vai mais além, e aponta não haver diferenças fundamentais entre os regimes quanto à alocação de riscos, recuperação de custos ou estabilidade.

“The belief that systems are somehow fundamentally different from a financial point of view has led to a number of common misconceptions. For instance, one common claim in discussions of the oil industry is that R/T systems and PSC systems each allocate different amounts of risk to either the NOC or IOC. In actuality, neither R/T systems nor PSCs are inherently more likely to allocate greater risk either to the NOC or the IOC. Similarly, it is not the case that PSC’s allow the IOCs to get their costs back faster, or even that they allow IOCs to get them back at all. Nor is it necessarily true that PSC’s are more or less stable than R/T systems.” (JOHNSTON, 2006, p. 61)

Diante de tais evidências, fica claro que a discussão sobre regimes fiscais deve-se centrar em seus atributos e sobre como tornar o regime mais atrativo, tanto para o Estado quanto para as empresas, abstraindo-se da tentativa de relacionar um ou outro regime fiscal a um maior retorno financeiro para o Estado.

Em relação à distribuição de regimes fiscais pelo mundo, van Meurs (2016, p. 18) analisa 580 sistemas, encontrando a seguinte distribuição:

Concessões

- Estados Unidos (excluindo Alaska): 83 sistemas;
- Países desenvolvidos (excluindo EUA, mas incluindo o Alaska): 177 sistemas;
- Países em desenvolvimento: 116 sistemas;

Partilha de produção ou contratos de serviços

- África subsaariana: 65 sistemas;
- Outros países desenvolvidos ou em desenvolvimento: 139 sistemas;

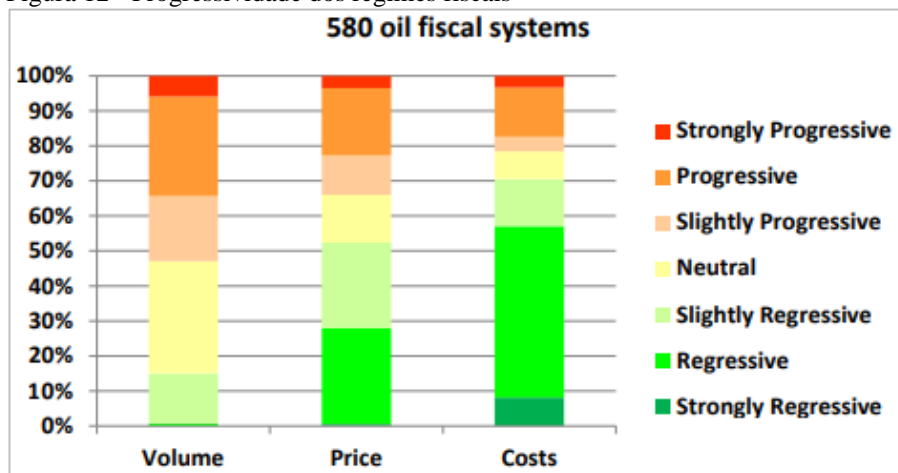
Analisando as características dos regimes estudados, o autor apresenta alguns dados válidos para o objetivo deste trabalho. Especificamente em relação à progressividade dos sistemas, o autor decompõe sua análise em três fases – progressividade em relação a (i) volume¹³, (ii) preço¹⁴ e (iii) custos¹⁵, encontrando que 52% dos regimes analisados são volume-progressivos, apenas 34% são preço-progressivos e 22% custo-progressivos:

¹³ Quanto maior o volume, maior o government take.

¹⁴ Quanto maior o preço do petróleo (e do gás natural), maior o government take.

¹⁵ Quanto menor os custos de exploração, desenvolvimento e produção, maior o government take.

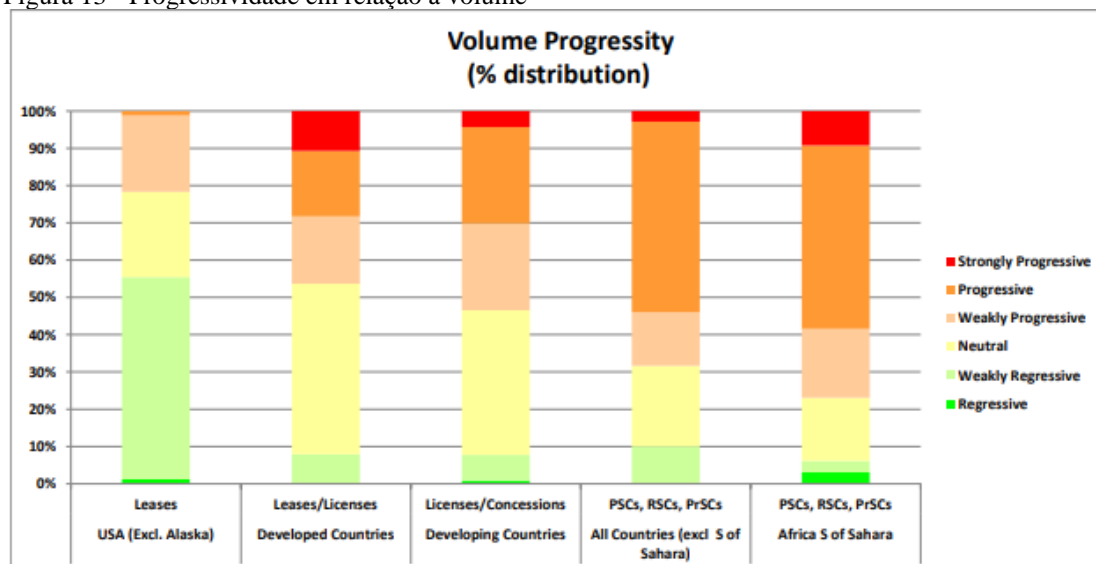
Figura 12 - Progressividade dos regimes fiscais



Fonte: van Meurs (2016, p. 20)

Analisando separadamente, quanto à progressividade em relação ao volume, calculada aplicando-se o mesmo regime fiscal para um campo com 500 milhões de barris e um de 50 milhões de barris e comparando-se o government take em ambas as situações, encontra-se a distribuição vista na [figura x](#). Mecanismos como bônus de assinatura e taxa de ocupação de área são referidos como volume-regressivos, enquanto royalties variáveis ou partilha de óleo-lucro baseada em volume de produção (diária ou cumulativa) são progressivos.

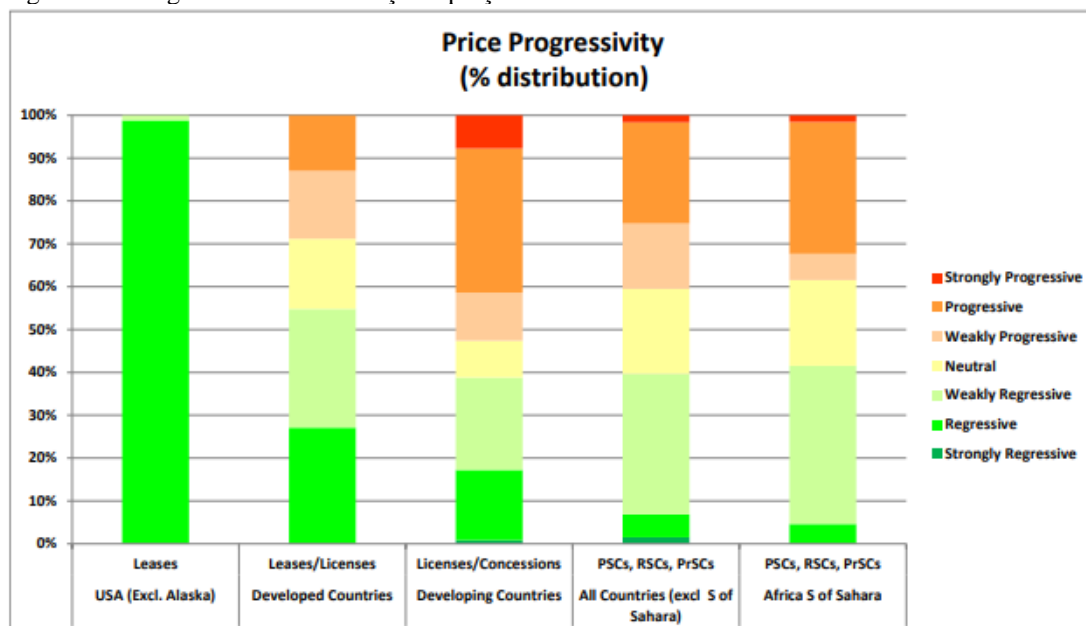
Figura 13 - Progressividade em relação à volume



Fonte: van Meurs (2016, p. 21)

Quanto à progressividade em relação à preço, calculada comparando o government take atingido por um mesmo regime fiscal considerando o preço de referência do petróleo a 160 ou 80 dólares por barril, encontrou-se a distribuição vista na figura a seguir.

Figura 14 - Progressividade em relação à preço



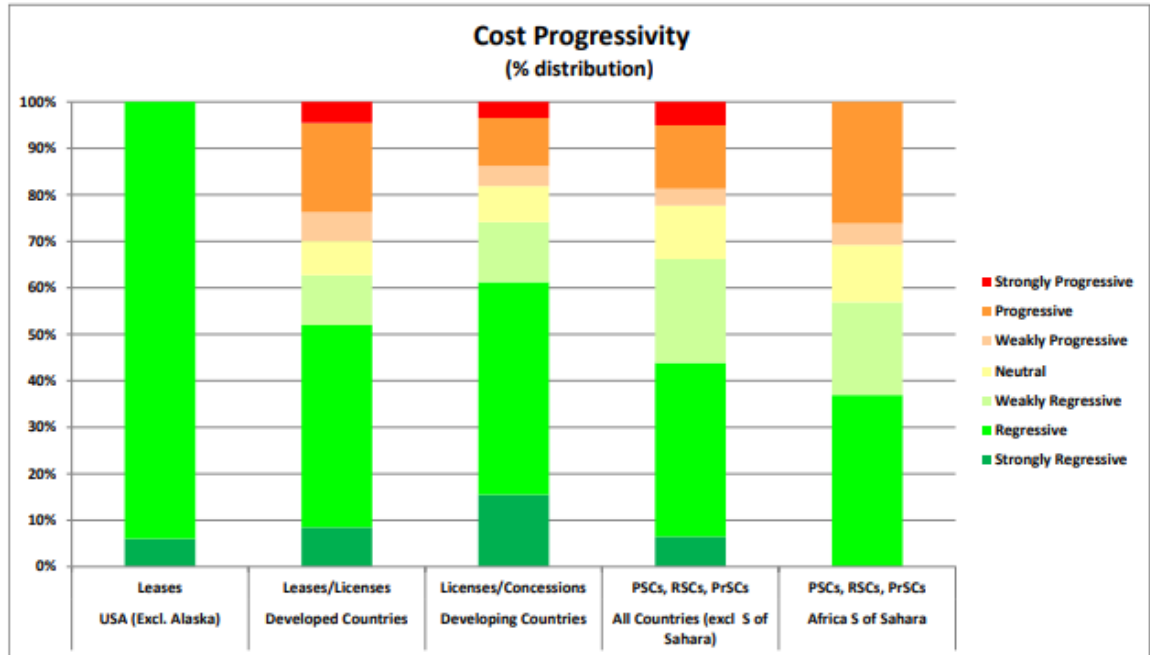
Fonte: van Meurs (2016, p. 22)

O autor aponta que mecanismos como taxas sobre lucros extraordinários, royalties variáveis, contratos baseados em taxa interna de retorno ou fator-R¹⁶ são preço-progressivos. São preço-regressivos os royalties fixos (conforme vistos nos EUA e Brasil), os limites de recuperação de custo em óleo (Egito e Guiné Equatorial, nos exemplos do autor) e bônus e outras contribuições anuais, conforme visto na Indonésia.

Em relação à progressividade quanto aos custos, compara-se o government take obtido em um mesmo campo para custos de 10 ou 30 dólares por barril, tudo mais constante. O resultado é que apenas 22% dos regimes analisados são custo-progressivos, conforme a distribuição abaixo. Regimes fiscais progressivos em relação a custos são aqueles baseados em taxa interna de retorno, fator-R ou com benefícios fiscais específicos (como a dedução incentivada de determinados investimentos existente na Noruega). Royalties fixos e baixos limites para recuperação do custo em óleo são exemplos de mecanismos preço-regressivos.

¹⁶ Fator que relaciona as receitas recebidas e os custos efetivamente incorridos.

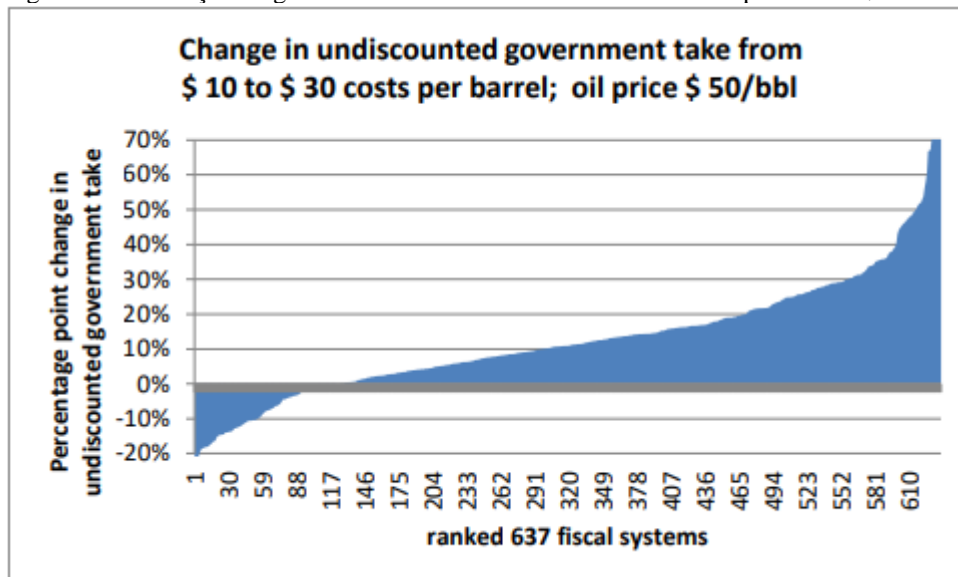
Figura 15 - Progressividade em relação à custos



Fonte: van Meurs (2016, p. 23)

A figura abaixo mostra a regressividade dos sistemas analisados quanto a custos, sendo que quanto maior o aumento do government take quando os custos saltam de 10 para 30 dólares por barril, mais regressivo é o sistema.

Figura 16 - Alteração no government take aumentando o custo de 10 para 30 US\$/bbl



Fonte: van Meurs (2016, p. 78)

De posse dos dados acima, é possível concluir que os sistemas concessionários presentes em países desenvolvidos são majoritariamente regressivos, significando que estes países capturam

uma proporção menor da receita em cenários mais favoráveis em relação a custo, preço ou volume do que o cenário de referência. De modo diverso, os regimes de partilha e de contrato de serviço apresentam características mais progressivas. Conforme já mencionado, entende-se que a progressividade é uma característica desejável nos regimes fiscais, o que indicaria que os mecanismos de captura de receita utilizados nos contratos de partilha de produção e de serviços deveriam ser mais observados para os objetivos deste trabalho.

5. REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO VIGENTES NO BRASIL

Desde a “quebra do monopólio”¹⁷ estatal das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural efetivada pela promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995, foram criados três regimes fiscais distintos e que serão explorados com maiores detalhes na sequência, quais sejam, (i) Concessão, (ii) Cessão Onerosa e (iii) Partilha de Produção.

5.1. CONCESSÃO

A mencionada Emenda Constitucional nº 9, de 1995 (BRASIL, 1995), estabeleceu que lei específica regulamentaria, dentre outras matérias, as condições de contratação das empresas que realizariam as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. A lei que cumpriu tal comando foi a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (BRASIL, 1997), conhecida como Lei do Petróleo que, dentre outros comandos, definiu o regime de concessões a ser aplicado.

O quadro abaixo resume suas principais características:

Quadro 3 – Concessão: Principais características

Abrangência	Todo o território nacional, exceto a área do pré-sal e as áreas estratégicas, conforme definição da Lei nº 12.351, de 2010.
Forma de contratação	Licitação
Critério de julgamento das propostas	Aqueles estabelecidos no edital, necessariamente incluindo o programa exploratório mínimo e as participações governamentais. Comumente, são adotados como critério o bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos mínimos de conteúdo local
Bônus de assinatura	Sim, utilizado como principal critério de julgamento das propostas

¹⁷Opta-se por utilizar o termo entre aspas pois, legalmente, as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos permanecem sendo monopólio da União conforme o texto constitucional vigente. Na verdade, a Emenda Constitucional nº 9 apenas passou a permitir expressamente que a União contratasse empresas, estatais ou privadas, para realizar as atividades ligadas a seu monopólio.

Tributo¹⁸ sobre a produção bruta (1ª camada)	a	Royalties, no valor correspondente a 10% da produção bruta. Pode ser reduzido para até 5%, considerando fatores geológicos, expectativa de produção e outros.
Tributo sobre lucros (2ª camada)	os	Participação especial, somente para campos de alta produção ou grande lucratividade, variando entre 10 e 40%.
Tributos sobre renda (Corporate Income Tax)	a	Sim, conforme legislação ordinária aplicável a todas as empresas. De maneira geral, pode-se considerar a alíquota de 34% (25% IRPJ e 9% CSLL)
Limite de dedução de custos		Não
Pagamento por ocupação de áreas	por	Variável, de 100 a 5.000 reais (valores a serem corrigidos pelo índice IGP-DI desde 1º de janeiro de 1999)
Pagamento ao proprietário da terra	ao	Entre 0,5 e 1%, conforme previsto no edital

Fonte: Elaboração própria

De maneira geral, entende-se que o regime de Concessões existente apresenta boas características. A liberdade conferida pela legislação na escolha das variáveis de julgamento das propostas e a possibilidade de fixação de royalties entre 5 e 10% conferem certo grau de flexibilidade ao modelo, e a alíquota de participação especial fixada em razão do volume, da localização e do tempo de produção acrescentam alguma progressividade ao regime.

Entretanto, considerando os atributos desejáveis de um regime fiscal, verifica-se que é possível se apontar alguns aprimoramentos possíveis neste modelo.

Apesar da aparente flexibilidade conferida pela lei para a utilização de qualquer mecanismo de participação governamental como critério de julgamento das propostas, o próprio texto legal, em outros dispositivos, restringe liberdade do gestor. A fixação dos royalties em 10%, permitindo sua redução quase excepcional para 5%, impede sua utilização para estes fins. A definição de que a participação especial incide apenas em campos de grandes volumes ou alta rentabilidade também vai neste sentido. Assim, restariam apenas o bônus de assinatura e a taxa de ocupação de áreas, pouco usual para esta finalidade.

Conforme apresentado no capítulo sobre teoria dos leilões, os leilões de bônus são os que conduzem aos piores resultados fiscais em comparação às demais opções. Os bônus de assinatura, por serem pagos no início do contrato, antes mesmo da fase exploratória, são considerados custos

¹⁸ Neste contexto, o termo é utilizado apenas no sentido de refletir-se como meio de arrecadação de receita pelo Estado, sem qualquer conexão sobre a real natureza jurídica dos royalties e demais participações mencionadas.

irrecuperáveis em caso de inviabilidade econômica do projeto, o que aumenta o risco exploratório incorrido pelos operadores. Além da alocação desproporcional de risco, o bônus de assinatura pode representar uma despesa considerável no início do projeto, fase em que já se concentram as despesas de capital, prejudicando o VPL do projeto.

Neste sentido, sobre o arranjo utilizado atualmente neste regime, Johnston, Johnston e Tordo (2010, p. 39) afirmam que “[c]ombining bonus bidding with minimum work program obligations may be less advisable because it may: (i) reduce the amount of risk capital available for exploration; (ii) increase the exploration thresholds; and (iii) discourage some companies from bidding.”

Como se não bastassem os argumentos apresentados acima, os bônus de assinatura, por serem valores fixos, são regressivos, tanto em relação a volumes, quanto a preços ou custos. Além disso, altos bônus de assinatura podem representar barreiras à entrada, diminuindo a competição dos certames.

Em outro ponto, apesar da participação especial agregar progressividade ao modelo, entende-se que o mecanismo pode ser aprimorado. Inicialmente, poder-se-ia considerar também o preço do petróleo como fator de ajuste das alíquotas. Além disso, por ser um mecanismo mais progressivo do que os royalties, as alíquotas de participação especial poderiam ser ajustadas de modo a abranger campos com menor produtividade o que, conjugado a uma redução proporcional nos royalties, poderia tornar o modelo, como um todo, mais progressivo.

5.2. CESSÃO ONEROSA

O regime de Cessão Onerosa foi criado pela Lei 12.276, de 2010 (BRASIL, 2010a), especificamente para ceder onerosamente à Petrobras o direito de exploração e produção de até 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo em áreas do pré-sal especificadas no contrato. Pelo contrato, a Petrobras pagou 74,8 bilhões de reais, valor que deveria ser pago prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal. A legislação ainda previu que o contrato deveria ser revisado, considerando a especificação do produto da lavra e os preços de mercado.

O quadro abaixo resume as condições do regime:

Quadro 4 - Cessão Onerosa - Principais características

Abrangência	Apenas as áreas originalmente estabelecidas
Forma de contratação	Contratação direta da Petrobras
Critério de julgamento das propostas	Não aplicável
Bônus de assinatura	Sim, no valor de 74,8 bilhões de reais, pagos preferencialmente em títulos da dívida pública mobiliária federal
Taxação sobre a produção bruta (1ª camada)	Royalties, no valor correspondente a 10% da produção bruta.
Taxação sobre os lucros (2ª camada)	Não
Tributos sobre a renda (Corporate Income Tax)	Sim, conforme legislação ordinária aplicável a todas as empresas. De maneira geral, pode-se considerar a alíquota de 34% (25% IRPJ e 9% CSLL)
Limite de dedução de custos	Não
Pagamento por ocupação de áreas	Não
Pagamento ao proprietário da terra	Não

Fonte: Elaboração própria

Nos anos iniciais da execução do contrato, no decorrer da fase exploratória, identificou-se que determinadas áreas possuíam volumes potencialmente comerciais muito maiores do que os inicialmente contratados. Após o término das negociações entre o Governo brasileiro e a Petrobras sobre os termos da revisão contratual prevista na lei, o direito de produção dos volumes excedentes foram leiloados no regime de Partilha de Produção. Duas destas áreas foram arrematadas e outras duas serão oferecidas novamente nos próximos anos.

Verifica-se que o regime de Cessão Onerosa é altamente benéfico para a Petrobras, especialmente devido à aplicação apenas de royalties à alíquota de 10%, não havendo mecanismo de taxação adicional sobre lucros extraordinários, como a participação especial ou a partilha do óleo-lucro. Como este regime foi adotado em um contexto específico, este não será objeto de reflexões aprofundadas neste trabalho.

5.3. PARTILHA DE PRODUÇÃO

Na segunda metade da década de 2000, após as primeiras descobertas de óleo na fronteira geológica conhecida como *Pré-sal*, o Governo Federal adotou medidas para reformar o regime fiscal aplicado às atividades de exploração e produção na área das descobertas. Dentre estas medidas, pode-se citar a constituição da “Comissão Interministerial do Pré-Sal”, criada pelo Decreto sem número de 17 de julho de 2008 (BRASIL, 2008), com o objetivo de “estudar e propor

as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas descobertas em área denominada Pré-Sal” e a retirada de setores e blocos da 9ª Rodada de Licitações pela Resolução nº 6, do Conselho Nacional de Política Energética, de 8 de novembro de 2007 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2007).

Em decorrência dos trabalhos da mencionada Comissão Interministerial, o Poder Executivo enviou os Projetos de Lei nº 5.938, 5.939, 5.940 e 5.941, todos de 2009, visando à promoção de uma série de alterações nas legislações atinentes ao setor. Mais importante para os fins deste trabalho, o PL 5.938/2009 visava à instituição do regime de Partilha de Produção para regular as atividades a serem desenvolvidas na área do Polígono do Pré-Sal definido naquele texto e em áreas estratégicas assim declaradas pelo Poder Executivo federal.

A Exposição de Motivos Interministerial (LOBÃO, MANTEGA, *et al.*, 2009) que fundamentou a proposta apontou que o regime de Concessões “foi concebido de modo a contemplar as condições vigentes àquela época, quando o País tinha produção relativamente pequena, o barril de petróleo era cotado em torno de dezenove dólares e o risco exploratório era considerado elevado” enquanto a nova fronteira geológica do pré-sal tratava-se de área com baixíssimo risco geológico e expectativa de grandes rentabilidades, o que justificaria a instituição de um novo regime. Neste sentido, apontou que o regime de Partilha de Produção permitiria a maximização da renda extraída pelo Estado e o “maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização, das reservas de petróleo e gás”.

Após os tradicionais debates no Congresso Nacional, a proposta foi aprovada e convertida na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (BRASIL, 2010c), que instituiu o regime de Partilha de Produção para as áreas do pré-sal e áreas estratégicas. As principais características deste regime são apresentadas abaixo

Quadro 5 - Partilha de Produção: Principais características

Abrangência	Áreas internas ao Polígono do Pré-Sal e áreas estratégicas, conforme definido na Lei nº 12.351, de 2010.
Forma de contratação	Licitação
Critério de julgamento das propostas	Excedente em óleo para União
Bônus de assinatura	Sim

Tributo¹⁹ sobre a produção bruta (1ª camada)	Royalties, no valor correspondente a 15% da produção bruta
Tributo sobre os lucros (2ª camada)	Partilha do excedente em óleo, conforme oferta vencedora da licitação e tabela definida no edital e no contrato
Tributos sobre a renda (Corporate Income Tax)	Sim, conforme legislação ordinária aplicável a todas as empresas. De maneira geral, pode-se considerar a alíquota de 34% (25% IRPJ e 9% CSLL)
Limite de dedução de custos	Sim, entre 30 e 80% do valor da produção bruta, a depender do contrato.
Pagamento por ocupação de áreas	Não
Pagamento ao proprietário da terra	Até 1%, conforme determinação contratual

Fonte: Elaboração própria

Além das características mencionadas acima, faz-se mister mencionar a existência do comitê operacional nos contratos de partilha de produção. Tal comitê é composto por representantes da União e dos contratados, sendo que cabe à União, por meio da Pré-Sal Petróleo S.A.²⁰, a indicação de metade dos representantes, incluindo o presidente do conselho, que tem poder de veto e voto de qualidade. Compete a este comitê a administração do consórcio explorador, incluindo funções como definir os planos de exploração e avaliação de descobertas, analisar e aprovar os orçamentos e a contabilização dos custos. Assim, conforme visto anteriormente, verifica-se que o comitê operacional constitui pilar fundamental do regime de Partilha de Produção brasileiro conforme idealizado.

Outra característica relevante do regime se refere à participação da Petrobras como operadora dos blocos. Inicialmente, a Lei nº 12.351, de 2010, estabeleceu que caberia à Petrobras, com participação mínima de 30% nos consórcios, a função de operadora de todos os blocos sob o regime de partilha de produção. Tal condição foi alterada pela Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016, que permitiu a operação por outras empresas, garantindo à Petrobras a possibilidade de ter a preferência²¹ para atuar como operadora nos blocos em que demonstrar interesse.

¹⁹ Neste contexto, o termo é utilizado apenas no sentido de refletir-se como meio de arrecadação de receita pelo Estado, sem qualquer conexão sobre a real natureza jurídica dos royalties e demais participações mencionadas.

²⁰ Empresa pública de propriedade integral da União, conhecida também como PPSA, cuja função primordial é representar a União nos contratos de partilha de produção. Sua constituição foi autorizada pela Lei nº 12.304, de 20 de agosto de 2010, oriunda de um dos Projetos de Lei propostos pela já referida comissão interministerial.

²¹ Conforme dispõem a Lei nº 13.365, de 2016, e o Decreto nº 9.041, de 2 de maio de 2017, após a definição dos parâmetros técnicos e econômicos da licitação, a Petrobras deverá se manifestar em até 30 dias sobre seu interesse em atuar como operadora preferencial dos blocos. Caso demonstre interesse e sua manifestação seja aprovada pelo Poder Executivo, na hipótese de a proposta da empresa ser superada no leilão, a Petrobras poderá optar por integrar o consórcio vencedor, na qualidade de operadora do bloco.

Sobre esta maior participação estatal no desenvolvimento dos projetos, ao analisar o então recém instituído regime de Partilha de Produção, Lucchesi (2011, p. 122) opinou que esta seria uma das grandes vantagens deste regime, permitindo que o Governo controlasse o ritmo de produção das reservas de modo a evitar a substituição da indústria fornecedora local por fornecedores estrangeiros, garantindo oportunidades de geração de emprego e desenvolvimento tecnológico no país.

Conforme já mencionado, alguns autores defendem que a diferença crucial entre os regimes fiscais se encontra na propriedade do produto da lavra. Com a instituição do regime de Partilha de Produção, a União passou a receber sua parcela do produto da lavra *in natura*, o que trouxe outro desafio para o Estado, qual seja, qual destino dar ao petróleo e ao gás natural da União.

A este respeito, inicialmente a Lei nº 12.304, de 20 de agosto de 2010 (BRASIL, 2010b), estabelecia que competia à PPSA “celebrar os contratos com agentes comercializadores, representando a União”, sendo vedado à PPSA executar, direta ou indiretamente, a atividade de comercialização. Em complemento, a Resolução CNPE nº 12, de 14 de dezembro de 2016 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2016), estabeleceu a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União.

Entretanto, diante das dificuldades encontradas pela PPSA para a contratação de um agente comercializador, especialmente tendo em vista os baixos volumes envolvidos e as rigorosas exigências da política de comercialização, foi editada a Medida Provisória nº 811, de 21 de dezembro de 2017 (BRASIL, 2017), posteriormente convertida na Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018 (BRASIL, 2018), que permitiu àquela empresa comercializar diretamente o petróleo e o gás natural da União, preferencialmente por meio de leilões. Complementando a mudança, a Resolução CNPE nº 15, de 29 de outubro de 2018 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2018), instituiu a nova política de comercialização do petróleo e do gás natural da União.

Apesar de a avaliação da destinação do petróleo da União não ser especificamente o tema deste trabalho, da leitura dos documentos acima mencionados extrai-se que o objetivo precípua da política de comercialização da União é a maximização do resultado financeiro das transações. Neste sentido, se o único destino buscado para o hidrocarboneto da União é a comercialização que

gere a maior receita, melhor seria se o contratado dispusesse livremente do produto e remunerasse a União em pecúnia, livrando o Estado dos custos e da ineficiência de ter que executar tal tarefa.

Em 21 de outubro de 2013, o Brasil realizou a 1ª Rodada de Partilha de Produção, que ofereceu a área de Libra, com volume de óleo recuperável estimado entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo. Como parâmetros econômicos do leilão, foram definidos o bônus de assinatura em 15 bilhões de reais e o mínimo excedente em óleo para a União em 41,65%. A área foi arrematada pelo consórcio composto por Petrobras, Shell, Total, CNOOC e CNODC, que ofertou os valores mínimos em lance único da licitação.

Sampaio e van Meurs (2013), ao analisar este leilão, destacaram duas características. A primeira se refere à adoção de uma tabela, vista abaixo, para o cálculo do percentual de partilha de óleo lucro efetivo, que varia em relação ao preço do petróleo e à produtividade dos poços. Assim, a oferta mínima mencionada, de 41,65%, é válida para produtividade média dos poços entre 10.001 e 12.000 barris por dia e preços de petróleo entre 100,01 e 120,00 dólares por barril.

Figura 17 - Percentual de excedente em óleo para a União - 1ªRPP

		Média da produção diária de petróleo dos poços produtores (bbl/d)												
		0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001	
De	até	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000		
	Preço Brent (US\$/bbl)	0	60,00	=OF-31,72%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%
60,01		80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF-0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
80,01		100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF-0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
100,01		120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
120,01		140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
140,01		160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
> 160,01			=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2013, p. 41)

A este respeito, os autores destacam a importância deste instrumento como meio de promoção da progressividade em relação a preço do regime, demonstrando que a adoção desta tabela compensa outras características regressivas do modelo, como os royalties fixos. Contudo, apontam que, em determinadas regiões da tabela, verifica-se um salto considerável no valor resultante, podendo ocasionar distorções importantes, como incentivar o contratado a perfurar mais poços que o necessário, a fim de diminuir a parcela resultante para a União. A este respeito,

vale ressaltar que o edital da 6ª Rodada de Partilha de Produção (2019, p. 68-75) apresenta uma tabela mais extensa, com o objetivo de mitigar o problema apontado pelos autores.

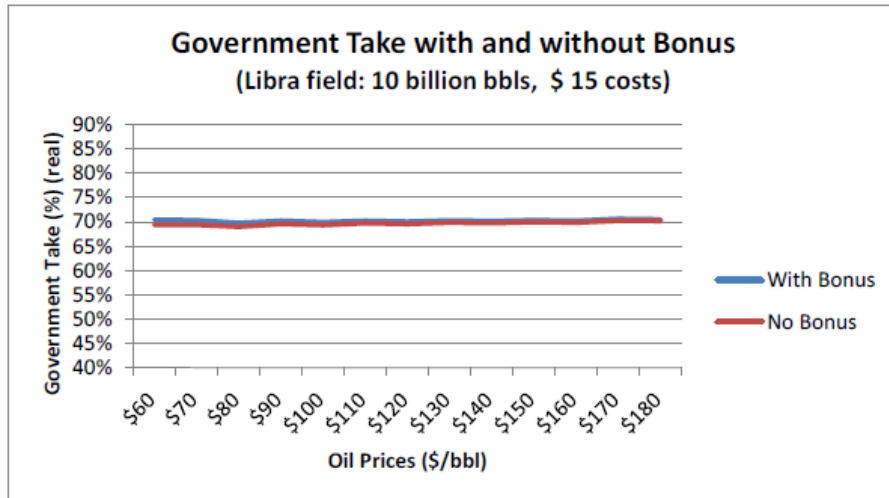
Ainda neste ponto, os autores apontam que:

- i) O risco de baixa produtividade dos poços está alocado no Estado (no cenário em que são necessários o dobro do número de poços do cenário de referência para a mesma produção, apesar do alto custo de perfuração dos poços, o consórcio terá mais receita por barril do que no cenário de referência);
- ii) O modelo é custo-regressivo. Se, por um lado, isto serve como incentivo para que o consórcio busque ser eficiente (quanto menor os custos, maior a proporção da receita total recebida pelo consórcio), por outro, um cenário de custo mais alto do que o cenário de referência rapidamente inviabiliza economicamente o campo. Nas simulações dos autores, um custo 30% mais alto que o estimado no cenário base já torna a taxa de retorno do projeto inferior à taxa mínima de atratividade de projetos semelhantes.

Outro ponto destacado pelos autores se refere à cobrança de um elevado valor de bônus de assinatura, de 15 bilhões de reais ou 6,2 bilhões de dólares ao câmbio da época. Conforme o estudo dos autores, esta estratégia se refletiu em uma arrecadação governamental esperada entre 41 e 55 bilhões de dólares a menor do que nos cenários propostos pelos autores (sem bônus de assinatura ou utilizando o regime de Concessões adaptado), considerando o preço do cenário de referência dos autores (em cenários de preços mais altos, a diferença pode ultrapassar 100 bilhões de dólares).

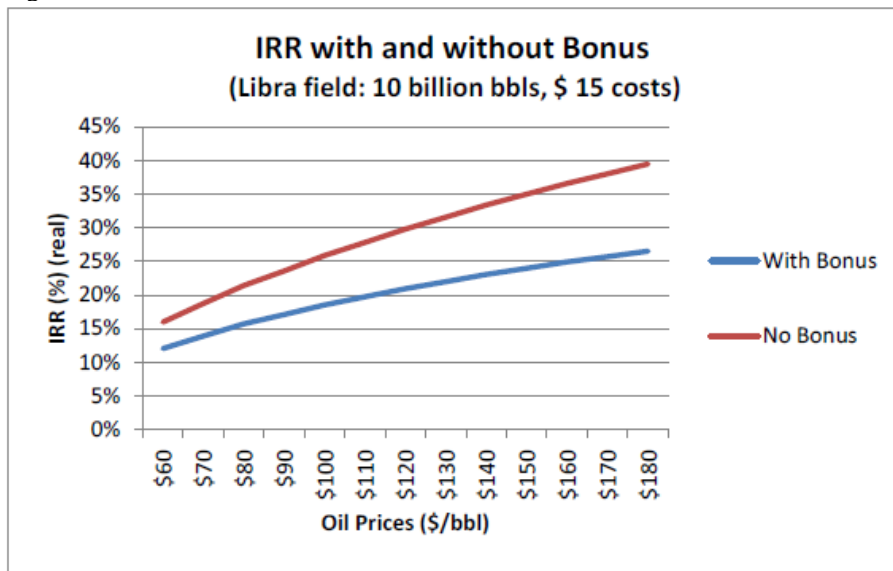
Os gráficos abaixo apresentam o impacto do bônus de assinatura no government take total e na taxa de retorno do projeto. Enquanto o valor do bônus de assinatura aumenta o government take entre 0,5 e 1 ponto percentual, a taxa interna de retorno do projeto após o seu cômputo é reduzida entre 4 e 13 pontos percentuais, reduzindo drasticamente a atratividade do projeto para um ganho marginal de receita estatal, considerando o longo prazo.

Figura 18 - Government Take com e sem bônus de assinatura – 1ªRPP



Fonte: van Meurs e Sampaio (2013, p. 9)

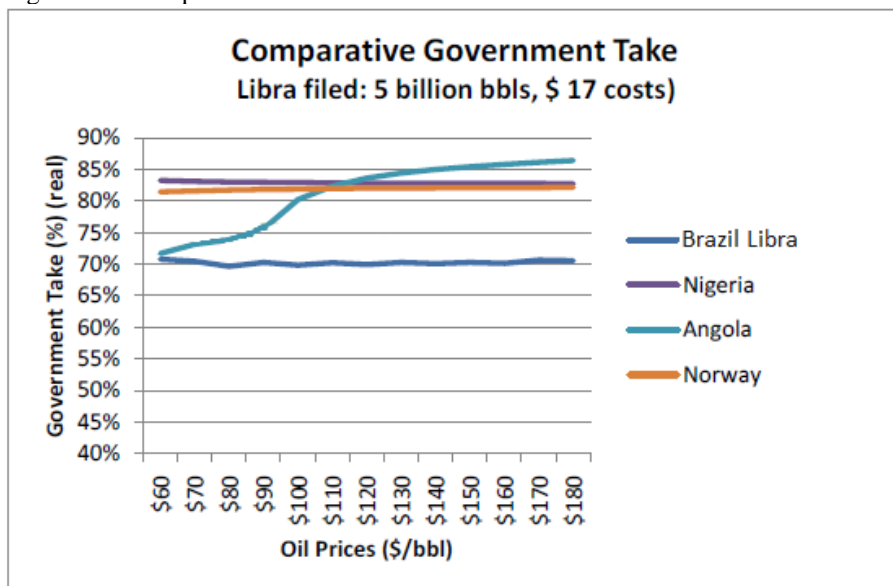
Figura 19 - IRR com e sem bônus de assinatura - 1ªRPP



Fonte: van Meurs e Sampaio (2013, p. 9)

Comparando o resultado atingido neste leilão com os encontrados em outros países exportadores de petróleo para campos de grande volume, os autores encontram um resultado bastante inferior para o Brasil, conforme visto no gráfico abaixo.

Figura 20 - Comparativo Government Take - 1ªRPP



Fonte: van Meurs e Sampaio (2013, p. 13)

Outro item digno de nota se refere à alta alíquota fixa de royalties, 15%, e a imposição de baixos limites para recuperação do custo, entre 30 e 50% no caso do contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção. Ambos os mecanismos possuem, grosso modo, a mesma função, qual seja, garantir um percentual mínimo da produção bruta para o Estado. No início do projeto, estes mecanismos representam uma “tributação antecipada”, quando, apesar da produção e da geração de receita, o projeto não gera lucros em virtude da necessidade de maciços investimentos no desenvolvimento do campo, fato que torna mais desafiador o seu desenvolvimento. Estes mecanismos contribuem ainda para o término antecipado da produção, dado que, no fim da vida do projeto, a lucratividade é reduzida e a tributação sobre a receita bruta ajuda a tornar o projeto deficitário mais rapidamente.

Diante do exposto, pode-se tecer os seguintes comentários em relação ao regime de Partilha de Produção brasileiro:

- i) Conforme visto no capítulo sobre teoria dos leilões, o fato da concorrência se dar sobre a alíquota de óleo-lucro é positivo e pode conduzir a melhores resultados em termos de rentabilidade do projeto, tanto para o Estado quanto para o particular;
- ii) O uso de tabelas para o cálculo da alíquota do excedente em óleo pode causar distorções em regiões específicas de preço e produtividade;

- iii) O cálculo da alíquota do excedente em óleo pode ser aprimorado de modo a alocar melhor o risco de produtividade dos poços;
- iv) Deve-se evitar a estipulação de bônus de assinatura elevados;
- v) A alíquota de royalties fixa em 15% é elevada e dificulta a viabilização do projeto;
- vi) Deve-se evitar a fixação de limites de recuperação de custos muito reduzidos;
- vii) Quanto à maior intervenção estatal neste regime, materializada pela existência do comitê operacional e pela preferência da Petrobras, se, por um lado, aumenta o poder do Estado na definição do ritmo e da estratégia de produção, por este mesmo motivo diminui o interesse das empresas privadas, o que pode se refletir em menor concorrência e menor arrecadação estatal;
- viii) Inexistindo uma destinação para o petróleo e o gás natural de propriedade do Estado diferente da sua comercialização ao maior resultado financeiro possível, o recebimento da parcela estatal *in natura*, característica essencial do regime de partilha, perde o sentido.

6. MODELO PROPOSTO

Diante das análises até aqui desenvolvidas, é possível constatar a possibilidade de se promoverem diversos ajustes nos regimes fiscais existentes no Brasil, de modo a tornar o ambiente institucional pátrio mais favorável à atração de investimentos e à geração de valor para a sociedade. As propostas que serão debatidas nesta seção orientam-se por um conjunto de diretrizes básicas, apresentadas em sequência.

Tordo (2007, p. 13) argumenta que o objetivo do governo ao projetar um regime fiscal para as atividades de exploração e produção de petróleo deve ser:

- i) Promover estabilidade macroeconômica, criando mecanismos previsíveis e estáveis de arrecadação;
- ii) Capturar maior parcela da renda gerada em cenários de alta de preços do petróleo;
- iii) Evitar a criação de distorções nas decisões dos agentes econômicos;
- iv) Maximizar o valor presente líquido das receitas;
- v) Incentivar a eficiência econômica.

Para as empresas, a autora afirma que são fatores importantes:

- i) A minimização de participações governamentais não proporcionais ao lucro ou concentradas nas fases iniciais do projeto;
- ii) A possibilidade de distribuição dos lucros para as matrizes ou para os acionistas;
- iii) Um arcabouço regulatório estável, confiável, previsível e transparente.

Van Meurs (2008, p. 5) aponta que, para maximizar o valor gerado pela atividade de exploração e produção de petróleo, os governos devem projetar seus regimes fiscais de modo a atenderem a dois objetivos:

- i) Criar condições flexíveis que permitam o desenvolvimento da maior variedade de projetos petrolíferos de maneira lucrativa, de modo a maximizar a produção e a capturar o maior valor dos projetos, e;
- ii) Garantir que os operadores tenham os incentivos corretos para maximizar a produção, com os menores custos e no ritmo adequado para garantir o maior aproveitamento da reserva, de modo a maximizar o valor dos projetos;

Assim, para atingir os objetivos citados, as propostas de alteração devem buscar aumentar a flexibilidade, a progressividade e a simplicidade, que são características de um regime fiscal eficiente, conforme apresentado na seção 2, além de promover uma adequada distribuição dos riscos inerentes à atividade.

Um primeiro passo neste sentido trata-se da unificação dos regimes disponíveis para a outorga de novos blocos. Como o regime de Cessão Onerosa foi criado para a outorga de alguns blocos específicos e não é mais utilizado em novas licitações, não se discute qualquer alteração neste. Restam, então, os regimes de Concessões e de Partilha de Produção.

A unificação destes dois regimes é defendida por alguns motivos. Considerando que é possível criar um regime fiscal flexível o suficiente para ser aplicado em áreas com diferentes contextos geológicos, como este trabalho buscará demonstrar, não se vislumbra qualquer benefício na manutenção de dois regimes fiscais vigentes.

Tanto pelo contrário, o que se identifica são prejuízos gerados pela manutenção de dois regimes vigentes. Conforme mencionado anteriormente, um dos atributos desejáveis em um bom regime fiscal é a simplicidade, e considera-se cristalino o fato de que a existência de dois regimes

fiscais aplicáveis, a depender da área geográfica, depõe contra tal atributo, aumentando a complexidade tanto para as empresas quanto para a administração.

Toma-se como exemplo o ocorrido na 15ª Rodada de Concessões e na 4ª Rodada de Partilha de Produção. Originalmente, o bloco denominado Saturno, localizado internamente ao polígono do pré-sal²², estava incluído na 4ª Rodada de Partilha de Produção e o bloco S-M-645, contíguo à área de Saturno, porém fora do polígono do pré-sal, estava incluído na 15ª Rodada de Concessões.

O Tribunal de Contas da União – TCU, em análise prévia do edital da 15ª Rodada de Concessões, identificou²³ que, em virtude da contiguidade dos blocos, a opção de licitação das duas áreas separadamente, uma em cada regime, poderia acarretar em uma arrecadação 2,37 bilhões de reais a menor em relação à opção de se licitar todo a área em um só regime. Ressalta-se que aqui não se discute a assertividade dos cálculos ou da argumentação daquela corte de contas, mas apenas julga-se válido o exemplo como demonstração do prejuízo da existência de dois regimes fiscais vigentes.

Passo seguinte, considerando a proposta de unificação dos regimes, faz-se necessário optar pela manutenção de algum dos regimes vigentes. Conforme mencionado anteriormente, a diferença crucial entre os regimes fiscais se refere à destinação do produto da lavra. Enquanto no regime de partilha de produção o Estado mantém a propriedade de parte do hidrocarboneto produzido, no regime de concessões a totalidade da produção pertence ao contratado, que paga as participações governamentais devidas em pecúnia.

Apesar de não ter sido o objeto deste trabalho, verificou-se que, desde a instituição do regime de partilha de produção, a destinação do petróleo e do gás natural priorizada pela União foi a sua comercialização, buscando obter o maior retorno financeiro das operações. Assim, caso a opção do Estado seja a simples monetização dos hidrocarbonetos produzidos, a escolha óbvia recai sobre a adoção do regime de concessões para as futuras licitações de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

²² Conforme já mencionado, área geográfica definida na Lei nº 12.351, de 2010, onde se aplica o regime de partilha de produção.

²³ Acórdão nº 672/2018 – TCU – Plenário

Apesar disso, como se trata de um modelo que vigore por muitos anos e que a opção estatal quanto ao interesse no recebimento das participações governamentais em espécie pode se alterar, propõe-se que a União possa estabelecer nos respectivos editais de licitações, de maneira motivada, que as participações governamentais serão pagas em espécie, aumentando a flexibilidade do modelo aqui proposto, em linha com as diretrizes já mencionadas.

Apesar da opção pela manutenção do regime de Concessões, conforme mencionou-se no tópico dedicado à sua análise, verifica-se que existem aprimoramentos possíveis de serem realizados no modelo hoje vigente. O primeiro passo seria tornar o regime mais progressivo.

Para aumentar a progressividade de um regime é essencial ter atenção à escolha dos instrumentos de captura de renda pelo Estado. A tabela abaixo, elaborada por Johnston (2006, p. 91) apresenta o quanto cada instrumento contribui para a progressividade do regime.

Quadro 6 - Instrumentos quanto ao efeito na progressividade

Instrumento	Efeito
<i>Bônus de assinatura</i>	Extremamente regressivo
<i>Royalty</i>	Muito regressivo
<i>Imposto de renda e Participação Especial</i>	Neutro
<i>Participação governamental no consórcio</i>	Neutro
<i>Fator R</i>	Progressivo
<i>Sistema baseado em Taxa Interna de Retorno</i>	Progressivo
<i>Depreciação contábil de reservas</i>	Muito progressivo
<i>Incentivos tributários para investimentos</i>	Moderadamente progressivo

Fonte: Johnston (2006, p. 91, tradução nossa)

Apesar das definições apresentadas acima, é possível tornar mecanismos como royalties e participações especiais mais progressivos utilizando alíquotas variáveis em relação a preços, produtividade de poços (como no atual regime de partilha de produção), tempo de produção (como na atual regulamentação da participação especial do regime de concessões, etc. A este respeito, contudo, em linha com o que alertam van Meurs e Sampaio (2013, p. 5), constata-se que escalas muito progressivas podem desincentivar operadores a buscarem maiores preços ou produtividades (perfurando poços adicionais, por exemplo).

Mesmo considerando a ressalva acima, em linhas gerais, verifica-se que o instrumento é tão mais progressivo quanto mais “inserido” no projeto. Assim, a participação especial – que tributa o lucro do projeto – é mais progressiva que o royalty – que tributa a receita do projeto, logo,

desconsidera os custos. Este, por sua vez, é mais progressivo que o bônus de assinatura, que é completamente indiferente ao resultado econômico do projeto.

Entretanto, quanto mais dependente de variáveis reais do projeto, mais complexo se torna o regime. Assim, enquanto para o cálculo dos royalties, grosso modo, basta saber o volume produzido e o preço do petróleo, para o cálculo da participação especial é necessário apurar os custos incorridos no projeto, o que demanda um conhecimento da contabilidade das empresas, um trabalho de auditoria para evitar custos inflados contabilmente, etc., tornando o modelo mais complexo. Nesta linha, Johnston, Johnston e Tordo (2010, p. 33) alertam que modelos complexos agregam custos que, por vezes, superam os benefícios gerados por meio da captura adicional de renda dos projetos.

Neste sentido, van Meurs (2017) propõe a adoção de um modelo centrado na tributação da receita bruta, ou seja, em royalties, com a utilização de diversas fórmulas para ajustar a alíquota efetiva a preços, volume produzido e produtividade dos poços, de modo a aumentar a progressividade do regime proposto.

Apesar de considerar interessante a proposta do autor, tendo em vista que a participação especial – instrumento de tributação sobre o lucro – prevista nos contratos de concessão atuais existe desde a própria instituição do regime no Brasil, entende-se que a complexidade da sua apuração está relativamente equacionada, de modo que, para este autor, os benefícios da sua manutenção superam seus custos.

A constatação acima, contudo, não significa que a utilização da participação especial não possa ser aprimorada. Atualmente, a Lei do Petróleo (BRASIL, 1997) estabelece²⁴ que a participação especial incide apenas sobre campos que apresentem grandes volumes de produção ou grandes rentabilidades. Entretanto, conforme se constatou ao longo de todo este trabalho, os mecanismos mais eficientes de extração de renda são aqueles incidentes sobre o lucro, como é o caso da participação especial.

²⁴ Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

Assim, entende-se que a utilização da participação especial deve ser ampliada para todos os campos, funcionando de maneira semelhante à repartição do óleo lucro verificada no regime de partilha de produção. Neste sentido, sugere-se que a participação especial seja adotada como principal forma de captura de renda pelo Estado, prevendo sua aplicação em todos os campos de produção, utilizando alíquotas variáveis conforme o preço do petróleo, a produção verificada, a produtividade dos poços, entre outros fatores.

Para se utilizar a participação especial em todos os campos, incluindo os de pequeno volume ou de reduzida rentabilidade, faz-se necessário abordar a aplicação de royalties. Atualmente, a Lei do Petróleo determina²⁵ que os royalties serão aplicados à alíquota de 10%, podendo ser reduzidos para até 5%, a critério da ANP, considerando riscos geológicos ou outros fatores pertinentes.

Em primeiro lugar, a definição de uma alíquota fixa em lei retira a desejada flexibilidade do regime fiscal. Em segundo, considera-se que a alíquota de 10% pode ser por demasiado elevada a depender das características do projeto de produção e da estratégia adotada.

Neste sentido, sugere-se que seja estabelecido uma alíquota mínima ou uma faixa de alíquotas possíveis – 5% ou entre 5 e 25%, respectivamente, por exemplo – e que a alíquota efetiva seja definida na forma do contrato, podendo ser variável em relação a preço, produtividade ou outros parâmetros. Assim, garante-se a flexibilidade necessária no regime, permitindo que o Estado opte pela melhor estratégia para cada projeto, permitindo-se, inclusive, a tributação apenas sobre a receita bruta, conforme proposto por van Meurs (2017).

O estabelecimento de alíquotas variáveis para royalties e participação especial ainda traz outro benefício importante para a proposta aqui desenvolvida. Quanto à forma de seleção do vencedor da licitação, a Lei do Petróleo tentou garantir flexibilidade ao regime fiscal, porém não obteve sucesso. Os artigos 40 e 41²⁶ do referido diploma estabelecem que o critério de julgamento

²⁵ 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.

²⁶ Art. 40. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 41. No julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, serão levados em conta:

das propostas será aquele estabelecido no edital, incluindo, mas não se limitando ao programa exploratório mínimo e às participações governamentais definidas no artigo 45, quais sejam, bônus de assinatura, royalties, participação especial e taxa de retenção de área.

Tal arranjo parece adequado quanto ao objetivo de oferecer instrumentos flexíveis ao regime fiscal projetado. Ocorre que a própria Lei de Petróleo, ao fixar a alíquota de royalties e ao restringir a aplicação da partilha de produção a campos altamente produtivos ou lucrativos, e o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998 (BRASIL, 1998), ao regulamentar a participação especial fixando alíquotas conforme a localização do campo e a produção trimestral acumulada, impedem que tanto royalties quanto participação especial sejam utilizadas como critério de julgamento das propostas nas licitações sob o regime de concessões.

Considerando pouco usual a utilização da taxa de retenção de áreas como critério de julgamento, restaram apenas as opções de bônus de assinatura e programa exploratório mínimo como parâmetros possíveis de serem considerados nas ofertas das licitações. Contudo, conforme abordado na seção que tratou sobre a teoria dos leilões, ambas as opções, por demandarem dispêndios independente do sucesso da campanha exploratória, aumentam o risco dos projetos. Além disso, especificamente para o bônus de assinatura, verificou-se que este constitui o mecanismo menos eficiente em termos de geração de renda e que propicia o menor retorno para o Estado.

Assim, o estabelecimento de alíquotas variáveis para royalties e participação especial permitiria que o Estado adotasse tais variáveis, reconhecidamente superiores aos demais, como critérios de julgamento das propostas nos leilões. Deste modo, o Estado teria flexibilidade para optar pelo conjunto de critérios que melhor atenda seus objetivos e poderia utilizar parâmetros que aumentassem a progressividade do modelo e permitissem uma melhor distribuição dos riscos dos projetos, aumentando a atratividade e a eficiência do seu regime fiscal.

Assim, para os blocos com menor risco exploratório, em caso de necessidade de recursos fiscais no curto prazo, o Estado poderia promover leilões de bônus, com alíquotas-base de royalties

I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

II - as participações governamentais referidas no art. 45.

e participação especial prefixadas. Alternativamente, em casos de blocos de nova fronteira, o Estado poderia utilizar bônus e alíquotas de royalties reduzidas, realizando o leilão sobre a participação especial, compartilhando mais riscos com o privado de modo a incentivar a maior participação dos agentes. Regra geral, em virtude da maior eficiência já mencionada, entende-se que os leilões deveriam se dar principalmente sobre as alíquotas de participação especial.

Neste sentido, pode-se resumir a proposta de reforma do arcabouço regulatório das atividades de exploração e produção de gás natural elaborada neste trabalho nos seguintes itens:

- Unificação dos regimes fiscais, com a extinção do modelo de partilha de produção e a incorporação dos pontos positivos deste no modelo de concessões;
- O estabelecimento de uma alíquota mínima de 5% de royalties, permitindo que a alíquota efetiva fosse determinada em contrato, podendo ser variável em relação à preço, produtividade ou outro fator relevante;
- Utilização da participação especial como forma principal de tributação do Estado, estendendo sua aplicação a todos os campos, não só aos de alta produtividade ou rentabilidade;
- Ampliação dos parâmetros que alteram a alíquota da participação especial, incluindo preço e produtividade dos poços, entre outros;
- Utilização prioritária da participação especial e eventualmente dos royalties como critério de julgamento das propostas nos leilões, de modo semelhante ao verificado no atual modelo de partilha.

7. ANÁLISE DOS MODELOS EM PROJETOS HIPOTÉTICOS

A fim de investigar os efeitos da adoção do modelo proposto e seus resultados em termos dos atributos definidos na seção 2, buscou-se simular a aplicação dos regimes de (i) Concessão, (ii) Partilha de Produção e (iii) do modelo proposto na seção anterior em dois projetos hipotéticos, quais sejam, (i) um campo de produção *offshore* de grande porte, e (ii) um campo *onshore* de pequeno/médio porte.

Para o campo de produção *offshore*, considerou-se um projeto com 2 bilhões de barris de petróleo recuperáveis, a um custo de capital médio durante todo o ciclo de vida do projeto de US\$

8,00/bbl²⁷ e um custo operacional médio de US\$ 10,00/bbl. Para o campo de produção *onshore*, considerou-se um projeto com 10 milhões de barris de petróleo recuperáveis, a um custo de capital médio de US\$ 12,00/bbl e um custo operacional médio de US\$ 17,50/bbl. O preço do petróleo considerado no cenário de referência foi de US\$ 50,00/bbl. Para fins de simplificação do modelo, considerou-se que todo o gás natural associado produzido não seria monetizado, podendo ser reinjetado ou queimado²⁸.

Os parâmetros acima são baseados em diversas estimativas encontradas na literatura para projetos do gênero escolhido, entretanto, foram escolhidos arbitrariamente. A este respeito, ressalta-se que não é objetivo deste trabalho estimar os melhores parâmetros de engenharia e estratégias de desenvolvimento do projeto, de modo a se obter uma estimativa precisa sobre o resultado de um dado projeto em um dado regime. Para estes fins, recomendam-se os trabalhos de Andreis (2016) e Soares (2017), que desenvolvem excelentes trabalhos neste sentido.

O objetivo das simulações aqui conduzidas é permitir uma análise comparativa entre as opções de regimes fiscais disponíveis e o regime fiscal aqui proposto. Assim, é mais valioso para este trabalho a análise relativa entre os dados obtidos do que a precisão dos dados absolutos apresentados.

Para o modelo de concessões, utilizou-se a alíquota de royalty de 10% e as alíquotas progressivas de participação especial mencionadas estabelecidas no Decreto 2.705, de 3 de agosto de 1998 (BRASIL, 1998). A variável de ajuste dos leilões é o bônus de assinatura.

Para o modelo de partilha de produção, utilizou-se a alíquota de 15% de royalty e o bônus de assinatura fixo em valor equivalente a 1% da receita bruta do projeto, e um limite de recuperação de custo em óleo de 70%. O leilão se dá sobre a alíquota de partilha, que observa tabela semelhante à adotada no edital da 6ª Rodada de Partilha de Produção.

Para o modelo proposto, utilizou-se a alíquota de 10% de royalty e o bônus de assinatura fixo em valor equivalente a 1% da receita bruta do projeto. O leilão se dá sobre a alíquota de

²⁷ Bbl = barris de petróleo, equivalente a 0,158987 metros cúbicos (ou, 1 m³ equivale a 6,2898 barris de petróleo)

²⁸ Apesar de a opção de queima do gás ser, na prática, inviável.

participação especial, com um componente variável conforme a produtividade do campo e o preço do barril de petróleo.

Feitas estas considerações, passa-se à análise dos resultados obtidos para o projeto de grande porte *offshore*. Considerando que as empresas apresentem suas ofertas no leilão de modo a que o projeto tenha uma taxa interna de retorno de 15%, os resultados seriam os descritos abaixo:

Quadro 7 - Campo *offshore*: TIR = 15%

	Concessão	Partilha de produção	Modelo proposto
VPL @10%	3.522,2 Mi US\$	1.990,4 Mi US\$	1.881,7 Mi US\$
TIR	15%	15%	15%
Government Take	64,66%	78,26%	79,55%
Front-Load Index	28,24%	15,44%	14,24%
Effective Royalty Rate	10%	15%	10%
Savings Index	45%	23%	17%
Bônus de assinatura	4.213,7 Mi US\$	1.000 Mi US\$	1.000 Mi US\$
Profit share (base)	Conforme Decreto 2.705/98.	68,09%	66,92%
Receita Governo	41.380,8 Mi US\$	50.087,7 Mi US\$	50.910,1 Mi US\$
Receita Gov. @10%	17.099,4 Mi US\$	18.631,2 Mi US\$	18.739,9 Mi US\$

Fonte: Elaboração própria

Para atingir a taxa de retorno de 15% no regime de Concessões, considerando que as demais participações governamentais são fixas, a empresa teria que oferecer um bônus de assinatura de 4.213,7 milhões de dólares, um valor extremamente elevado e que certamente reduziria a competitividade do certame. Para o mesmo objetivo, no regime de Partilha, a empresa deveria oferecer a alíquota base de 68,09% de partilha do excedente.

No modelo proposto, a alíquota de participação especial seria composta por uma parcela fixa de 20% e um componente variável incidente sobre altas produções com base em uma tabela progressiva. Neste modelo, a empresa ofereceria uma parcela variável base de 66,92%.

Em outra simulação, considerando que o Governo busque um government take de 75%, compatível que o porte do projeto, os resultados seriam estes:

Quadro 8 - Campo *offshore*: GT = 75%

	Concessão	Partilha de produção	Modelo proposto
VPL @10%	-4.983,5 Mi US\$	2.680,9 Mi US\$	2.972,7 Mi US\$
TIR	6,23%	16,47%	17,52%
Government Take	75%	75,00%	75,00%
Front-Load Index	65,56%	16,00%	14,11%
Effective Royalty Rate	10%	15%	10%

<i>Savings Index</i>	45%	27%	24%
<i>Bônus de assinatura</i>	14.242,7 Mi US\$	1.000 Mi US\$	1.000 Mi US\$
<i>Profit share (base)</i>	Conforme Decreto 2.705/98	61,63%	53,50%
<i>Receita Governo</i>	48.000,0 Mi US\$	48.000,0 Mi US\$	48.000,0 Mi US\$
<i>Receita Gov. @10%</i>	25.605,1 Mi US\$	17.940,7 Mi US\$	17.648,9 Mi US\$

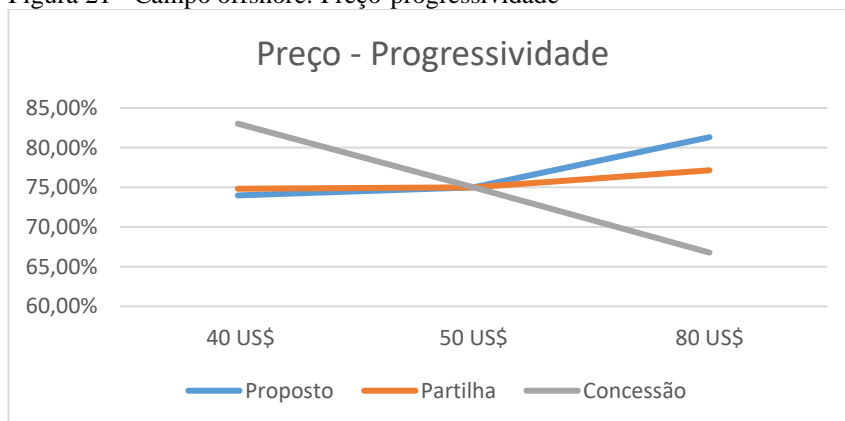
Fonte: Elaboração própria

Para atingir o government take de 75% no regime de Concessões, o governo necessitaria de uma oferta de bônus de assinatura absolutamente irreal de 14.242,7 milhões de dólares, o que resultaria em um VPL de -4.983,5 milhões de dólares a uma taxa de desconto de 10%. Este dado ilustra a grande deficiência apontada anteriormente sobre o regime de Concessões atual. No caso sintético em análise, o maior government take possível de se atingir antes de tornar o VPL@10 do projeto negativo seria 69,03%.

Para o mesmo objetivo, no regime de Partilha, considerando o bônus de assinatura fixado, a empresa deveria oferecer a alíquota base de 61,63% de partilha do excedente. No modelo proposto, a parcela variável base da alíquota de participação especial seria de 53,50%.

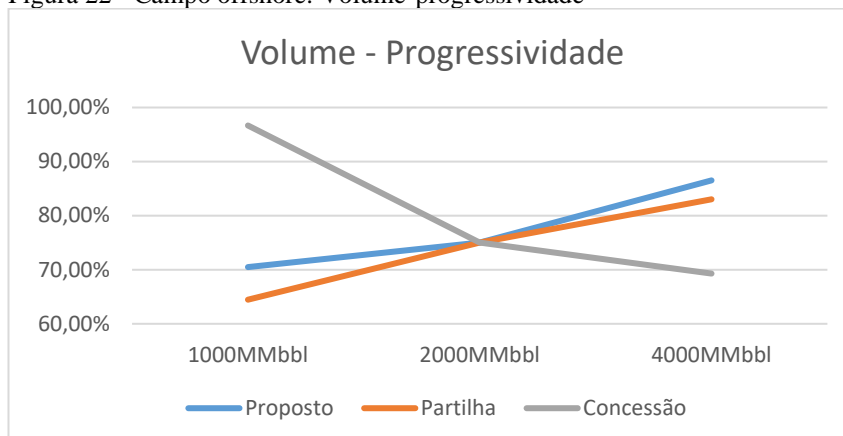
Os gráficos adiante mostram a progressividade dos regimes em relação à preço, volume e custo de produção.

Figura 21 - Campo offshore: Preço-progressividade



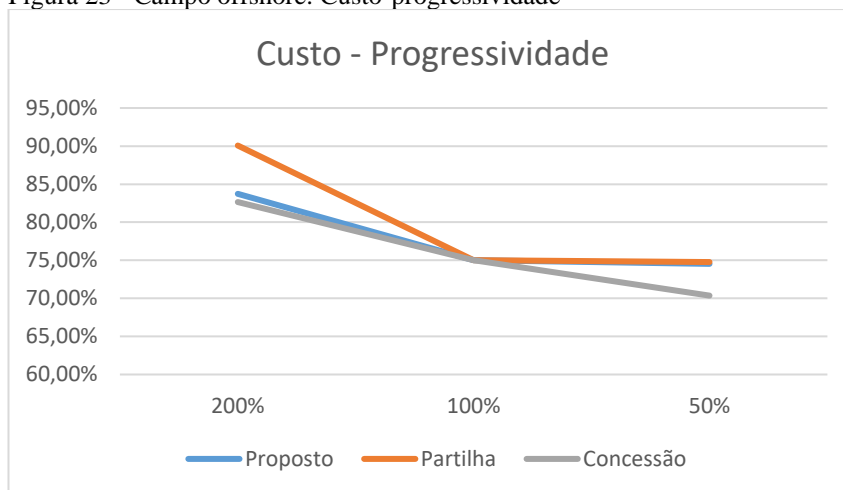
Fonte: Elaboração própria

Figura 22 - Campo offshore: Volume-progressividade



Fonte: Elaboração própria

Figura 23 - Campo offshore: Custo-progressividade



Fonte: Elaboração própria

Diante dos dados apresentados, pode se concluir que o modelo proposto cumpre o objetivo de ser um regime fiscal mais atrativo. Para campos muito produtivos, como o aqui simulado, a alíquota de participação especial do atual regime de Concessões é insuficiente para capturar grandes ganhos. Neste caso, para que o Estado aumente sua participação na receita do projeto seriam necessários valores excepcionalmente altos de bônus de assinatura, o que aumentaria o risco do projeto e reduziria a competitividade dos leilões. Adicionalmente, o indicador FLI mostra que, como já era possível concluir teoricamente, pela exigência de altos bônus de assinatura, o regime de Concessões é mais concentrado que os demais.

Em relação ao regime de partilha de produção, sob o ponto de vista fiscal, o regime proposto logra em ser menos concentrado nas fases iniciais do projeto, como mostra o menor FLI, e mais atrativo, tanto para o Estado quanto para os operadores. Mantendo-se a TIR do projeto constante,

o regime proposto consegue obter um government take 1,29 pontos percentuais maior. Fixando-se o government take, o regime proposto proporciona uma TIR 1,05 p.p. maior para o operador.

Os gráficos de progressividade mostram que o regime de Concessões é regressivo para todos os parâmetros, enquanto o regime de Partilha e o modelo proposto mostraram-se progressivos quanto a preço e volume. Conforme visto na seção que tratou do tema, a progressividade em relação à custos é razoavelmente rara de se obter.

Passa-se agora à análise dos resultados obtidos simulando o campo *onshore*. Para o regime de Concessões, utilizou-se os mesmos parâmetros indicados para a simulação do campo *offshore*. Para o regime de Partilha de Produção e para o modelo proposto, em relação aos parâmetros utilizados na simulação anterior, alterou-se o bônus de assinatura para 0,1% da receita bruta esperada do campo. No modelo proposto, foi utilizada a alíquota de 5% de royalty.

No primeiro cenário, utilizou-se como alvo a obtenção de uma taxa interna de retorno do projeto para o operador de 15%. A tabela abaixo apresenta os resultados encontrados. No regime de partilha, mesmo sem a utilização de bônus de assinatura, mantendo apenas os obrigatórios royalties e imposto sobre a renda no nível da firma, não foi possível atingir tal objetivo.

Quadro 9 - Campo *onshore*: TIR = 15%

	Concessão	Partilha de produção	Modelo proposto
VPL @10%	15,0 Mi US\$	10,6 Mi US\$	12,8 Mi US\$
TIR	15%	13,85%	15%
Government Take	50,96%	57,90%	57,74%
Front-Load Index	28,76%	27,47%	23,59%
Effective Royalty Rate	10%	15%	5%
Savings Index	66%	66%	46%
Bônus de assinatura	2,67 Mi US\$	0,00 US\$	0,5 Mi US\$
Profit share (base)	Conforme Decreto 2.705/98	0%	27,19%
Receita Governo	104,5 Mi US\$	118,3 Mi US\$	118,4 Mi US\$
Receita Gov. @10%	37,6 Mi US\$	41,9 Mi US\$	39,7 Mi US\$

Fonte: Elaboração própria

Os dados acima comprovam a inadequação do regime de Partilha de Produção para áreas pequenas. Neste regime, em virtude da cobrança de 15% de royalties sobre a produção bruta, a produção do campo é interrompida um ano mais cedo, resultado em um aproveitamento menor da reserva.

Comparando o modelo proposto e o regime de Concessões, verifica-se que o modelo proposto é mais eficiente, dado que, para a mesma taxa de retorno privada, este propicia um government take 6,78 p.p. mais elevado e um ganho de receita de aproximadamente 4 milhões de dólares para o Estado (2 milhões, à taxa de desconto de 10%).

Utilizando-se como objetivo a obtenção de um government take de 60%, os resultados são os seguintes:

Quadro 10 - Campo *onshore*: GT = 60%

	Concessão	Partilha de produção	Modelo proposto
<i>VPL @10%</i>	-9,0 Mi US\$	8,6 Mi US\$	11,3 Mi US\$
<i>TIR</i>	8,18%	13,09%	14,46%
<i>Government Take</i>	60,00%	60,00%	60,00%
<i>Front-Load Index</i>	48,77%	39,52%	30,95%
<i>Effective Royalty Rate</i>	10%	15%	5%
<i>Savings Index</i>	66%	60%	44%
<i>Bônus de assinatura</i>	30,8 Mi US\$	0,5 Mi US\$	0,5 Mi US\$
<i>Profit share (base)</i>	Conforme Decreto 2.705/98	8,41%	33,67%
<i>Receita Governo</i>	123,0 Mi US\$	122,6 Mi US\$	123,0 Mi US\$
<i>Receita Gov. @10%</i>	61,6 Mi US\$	43,9 Mi US\$	41,3 Mi US\$

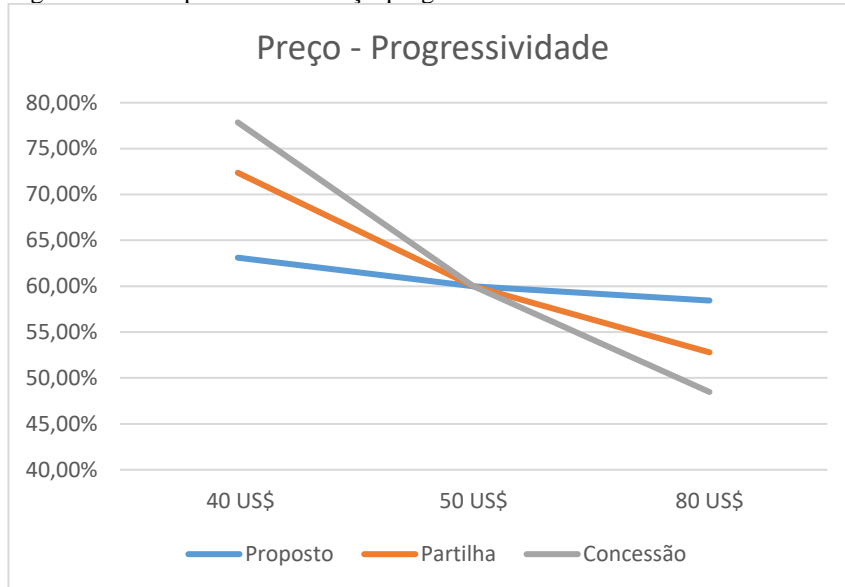
Fonte: Elaboração própria

Os dados acima trazem à tona falhas do regime de Concessões atual. Considerando que a participação especial somente se aplica à campos de alto volume ou rentabilidade, o que não é o caso simulado, e que os royalties são fixos, qualquer variação requerida no government take deve ser feita mediante ajuste no bônus de assinatura. Para atingir o government take de 60%, seria necessário que alguma empresa se dispusesse a pagar um bônus de 30,8 milhões de dólares, valor elevado diante das características do campo e que tornaria o VPL do projeto negativo em 9 milhões. O maior valor possível de se atingir antes de tornar o VPL do projeto negativo seria de 20,3 milhões de dólares em bônus, o que resultaria em um government take de 56,64%.

No regime de Partilha de Produção, conforme já mencionado anteriormente, tendo em vista a elevada alíquota fixa de royalties, a produção do campo seria interrompida um ano mais cedo. Em relação à ambos os regimes, o modelo proposto mostra-se mais atrativo, dado que, para o mesmo government take, a taxa de retorno do projeto seria 6.28 p.p mais alta do que a verificada no regime de Concessões e 1.37 p.p. mais elevada do que a resultante no regime de Partilha de Produção.

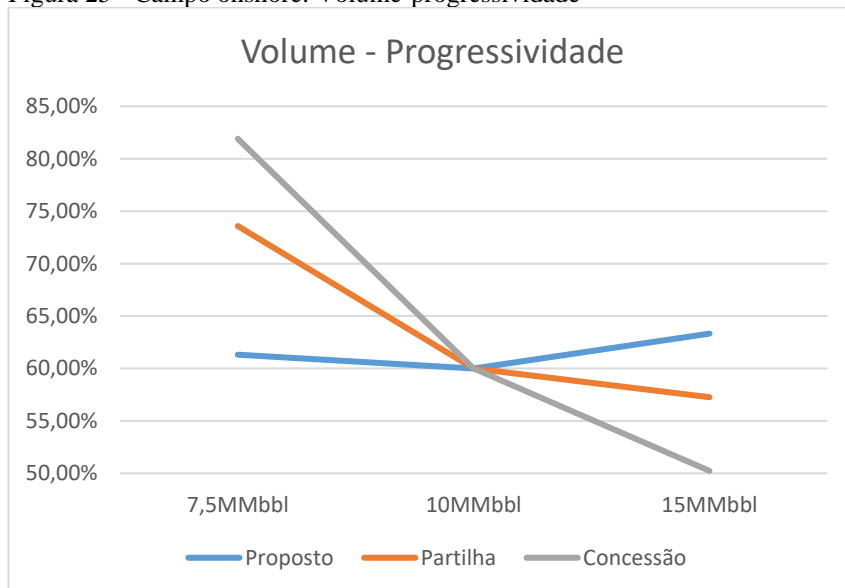
Os gráficos abaixo mostram a progressividade dos modelos quanto a preço, volume e custos.

Figura 24 - Campo onshore: Preço-progressividade



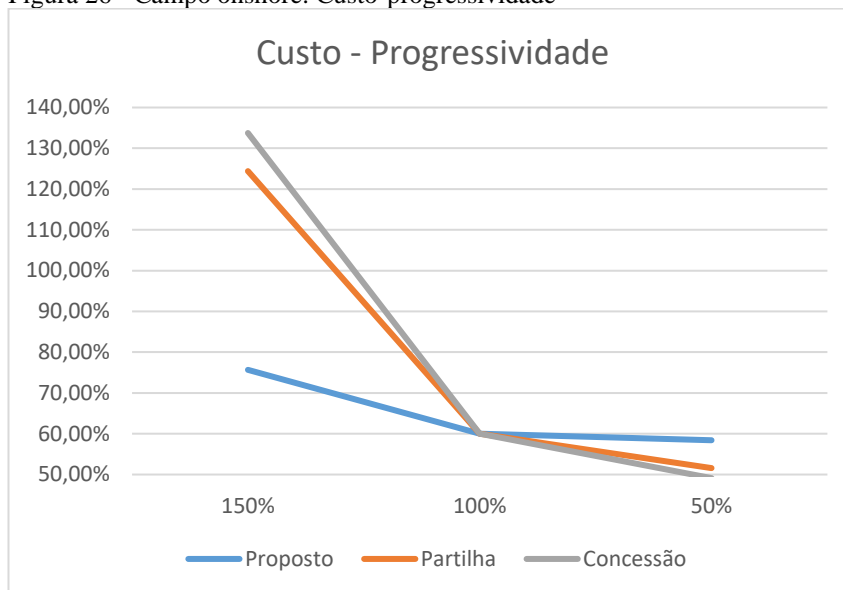
Fonte: Elaboração própria

Figura 25 - Campo onshore: Volume-progressividade



Fonte: Elaboração própria

Figura 26 - Campo onshore: Custo-progressividade



Fonte: Elaboração própria

Nota-se que os regimes de Concessões e Partilha de Produção são fortemente regressivos, em todas as dimensões, quando aplicados em campos de pequeno porte. O modelo proposto neste trabalho logra em reduzir a regressividade observada em todos os aspectos, sendo ligeiramente regressivo quanto a preço, razoavelmente neutro quanto a volume e moderadamente regressivo quanto a custos de produção, o que representou um considerável avanço em relação aos demais. A regressividade restante se deve à aplicação de royalties fixos em 5% e poderia ser solucionada aplicando-se, às custas da redução do percentual de receita “garantida” pelo Estado – medida pela *Effective Royalty Rate* –, tabelas variáveis ou fórmulas também para o cálculo dos royalties.

A análise dos modelos apresentados demonstra que o modelo proposto é ainda mais valioso quando se trata de campos de pequeno porte, comprovando sua flexibilidade. O regime de Partilha de Produção mostrou-se, como já seria de se esperar, completamente inadequado para campos de menor porte, limitando drasticamente a rentabilidade possível de ser atingida e, em virtude dos elevados royalties fixos, forçando o aproveitamento incompleto da jazida.

Em virtude da aplicação da participação especial apenas para campos de alto volume ou grande rentabilidade no regime de Concessões, o potencial arrecadatório do Estado fica bastante limitado e qualquer intenção de arrecadação adicional deve ser feita via bônus de assinatura, o que concentra a arrecadação na fase exploratória do projeto, conforme demonstra o FLI mais elevado deste regime, e aumenta o risco para o operador privado.

O modelo proposto, apesar de se manter ligeiramente regressivo, permitiu uma maior arrecadação estatal mantendo-se a taxa interna de retorno do projeto constante e, para uma mesma arrecadação estatal propiciou uma taxa interna de retorno maior para o operador. Ainda, a arrecadação é menos concentrada na fase inicial do projeto, o que reduz risco e aumenta a atratividade do projeto. O *savings index* neste modelo, apesar de menor do que nos demais, indica que permanece o incentivo para que o operador busque a redução de custos, diminuindo o risco de *gold-plating*.

8. CONCLUSÃO

Tendo em vista que a Constituição Federal estabelece como monopólio da União a pesquisa e a lavra de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e autoriza a contratação de empresas estatais ou privadas para o exercício destas atividades, a forma de contratação destas empresas revela-se fundamental para o sucesso da própria atividade em si.

No Brasil, atualmente existem dois regimes de contratações possíveis para novos blocos, quais sejam, o regime de Concessões e o regime de Partilha de Produção. Este último foi estabelecido após a descoberta de grandes jazidas na camada geológica do pré-sal nas bacias de Campos e Santos e foi idealizado para ser aplicável em blocos com grandes volumes e baixo risco exploratório e, por isso, é aplicável em uma região específica onde se esperava a maior ocorrência destes reservatórios, o Polígono do Pré-Sal. Já o primeiro foi instituído à época da abertura do setor e é aplicável em todo o resto do território nacional, nos mais diversos contextos geológicos.

Após a realização de sete rodadas licitatórias no regime de Partilha de Produção, especula-se que as áreas restantes internas ao Polígono não apresentem mais o contexto geológico que justificou a criação deste regime. Somam-se a este fator as recentes mudanças no cenário internacional do petróleo, as estimativas de estabilização da demanda por este energético na próxima década e a crescente competição pela atração de investimentos no setor. Diante deste contexto, identificou-se a necessidade de avaliar as características dos regimes fiscais brasileiros e eventualmente propor mudanças que aumentem a sua atratividade.

Para cumprir com este objetivo, inicialmente apresentou-se uma revisão da literatura sobre os regimes fiscais e seus atributos, listando alguns conceitos e indicadores úteis. Posteriormente, abordou-se a teoria sobre leilões, apresentando os diferentes tipos e seus resultados. Em seguida,

apresentou-se um panorama sobre os regimes fiscais existentes no mundo e suas características, para, no passo seguinte, abordar os regimes fiscais existentes no Brasil.

De posse das informações obtidas, constatada a necessidade de se promoverem ajustes nos regimes fiscais brasileiros, apresentou-se uma proposta de reforma do sistema legal e regulatório referente às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, calcada nas seguintes sugestões:

- Unificação dos regimes fiscais, com a extinção do modelo de partilha de produção e a incorporação dos pontos positivos deste no modelo de concessões;
- O estabelecimento de uma alíquota mínima de 5% de royalties, permitindo que a alíquota efetiva fosse determinada em contrato, podendo ser variável em relação à preço, produtividade ou outro fator relevante;
- Utilização da participação especial como forma principal de tributação do Estado, estendendo sua aplicação a todos os campos, não só aos de alta produtividade ou rentabilidade;
- Ampliação dos parâmetros que afetam a alíquota da participação especial, incluindo fatores como preço e produtividade dos poços, entre outros;
- Utilização prioritária da participação especial e eventualmente dos royalties como critério de julgamento das propostas nos leilões, de modo semelhante ao verificado no atual modelo de Partilha.

Para investigar os resultados da eventual implementação das sugestões propostas, simulou-se o desenvolvimento de dois campos de petróleo, um campo de grande porte, semelhante àqueles existentes no ambiente *offshore* brasileiro, com 2 bilhões de barris de óleo recuperáveis, e um campo de pequeno/médio porte, que buscou emular um campo no *onshore* nacional, com 10 milhões de barris de óleo recuperáveis.

As simulações demonstraram que, com base nos atributos e indicadores estudados neste trabalho, o modelo proposto é superior aos modelos existentes. Para o campo *offshore*, para uma taxa interna de retorno de 15%, o modelo proposto proporciona um government take 14,89 p.p. e 1,29 p.p. maior do que os regimes de Concessões e Partilha, respectivamente. Fixando-se o government take em 75%, o modelo proposto resulta em uma taxa interna de retorno 11,29 e 1,05

pontos percentuais maior do que a resultante nos regimes de Concessões e Partilha, respectivamente.

Analisando-se as simulações no campo sintético *onshore*, fixando-se a taxa interna de retorno do projeto em 15%, o modelo proposto resulta em um government take 6,78 pontos percentuais maior que no modelo de Concessões. No regime de Partilha, não é possível atingir a taxa de retorno pretendida, sendo que a maior TIR possível foi de 13,85% a.a.. Colocando como objetivo a obtenção de um government take de 60%, o modelo proposto propicia uma taxa interna de retorno 6,28 e 1,37 p.p. mais elevada que a verificada nos modelos de Concessões e Partilha, respectivamente.

Além disso, o modelo proposto provou-se (i) mais progressivo, (ii) menos arriscado para o investidor, tendo em vista que a tributação é menos concentrada na fase inicial do projeto e (iii) mais flexível, por se mostrar mais eficiente em diferentes contextos geológicos. Assim, entende-se que o objetivo do trabalho foi atingido.

Como ponto de aprimoramento para trabalhos futuros, sugere-se a aplicação dos conceitos e do modelo aqui desenvolvido em uma análise probabilística, que considere o risco exploratório e diferentes cenários de preço, produtividade e custos, de modo a calcular a esperança matemática dos valores calculados de modo determinístico neste trabalho.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. Primeira Rodada de Licitações de Partilha de Produção. **Edital de Licitação para Outorga do Contrato de Partilha de Produção**, Rio de Janeiro, set 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. Sexta Rodada de Licitações de Partilha de Produção. **Edital de Licitações**, Rio de Janeiro, set 2019.

ALMEIDA, E. D.; ACCURSO, V. **Government Take e Atratividade de Investimentos na Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil**, Rio de Janeiro, fev 2013.

ANDREIS, M. **Desenvolvimento de um campo petrolífero em diferentes condições fiscais: análise do caso brasileiro**. Dissertação (Mestre em Engenharia Mecânica). PUC-Rio. Rio de Janeiro, p. 118. 2016.

BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. **Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo**. São Paulo, p. 555. 2009.

BP. **BP Energy Outlook: 2019 edition**. [S.l.], p. 139. 2019.

BRASIL. [Constituição (1988)]. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**, Brasília, out 1988.

BRASIL. [Constituição (1988)]. **Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995**, Brasília, nov 1995.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.**, Brasília, DF, ago 1997.

BRASIL. Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. **Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.**, Brasília, DF, ago 1998.

BRASIL. Decreto de 17 de julho de 2008. **Institui Comissão Interministerial com a finalidade de estudar e propor as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas descobertas em área denominada Pré-Sal.**, Brasília, jul 2008.

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. **Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal,[...]**, Brasília, DF, jun 2010a.

BRASIL. Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010. **Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.**, Brasília, ago 2010b.

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. **Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e [...]**, Brasília, DF, dez 2010c.

BRASIL. Medida Provisória nº 811, de 21 de dezembro de 2017. **Altera a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, que autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA [...]**, Brasília, dez 2017.

BRASIL. Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018. **Altera as Leis nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, e 12.351, de 22 de dezembro de 2010; e dispõe sobre a política de comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos.**, Brasília, jun 2018.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 6, de 8 de novembro de 2007. **Estabelece diretrizes específicas para a realização da 9ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios [...]**, Brasília, nov 2007.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 12, de 14 de dezembro de 2016. **Estabelece a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União.**, Brasília, dez 2016.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 15, de 29 de outubro de 2018. **Estabelece a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União.**, Brasília, out 2018.

DAMÉ, O. M. **Regime de Partilha de Produção Brasileiro: Uma Abordagem de Teoria de Leilões**. Dissertação (Mestrado em Economia). Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, p. 48. 2011.

DONGKUN, L.; NA, Y. Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts. **Petroleum Exploration and Development**, Pequim, p.7, dez 2010.

ERNST YOUNG. **Global oil and gas tax guide**. [S.l.], p. 783. 2019.

FRANCISCO, M. L. **Uma comparação entre os regimes de taxaço sobre o petróleo: concessão e partilha**. Tese (Doutor em Engenharia de Produção). PUC-Rio. Rio de Janeiro, p. 136. 2011.

GAB-LEYBA, G. D.; LAPORTE, B. Oil Contracts, Progressive Taxation and Government Take in the Context of Uncertainty in Crude Oil Prices: The Case of Chad. **Études et Documents nº 25**, Clermont Ferrand, p. 21, out 2015.

JOHNSTON, D. **Petroleum Contract Analysis and Design State-of-the-Art—State-of-the-Industry**. In: Petroleum Revenue Management Workshop. Washington, D.C., mar. 2004.

JOHNSTON, D. How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts. **Initiative for Policy Dialogue Working Paper Series**, p. 46, set 2006.

JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D.; TORDO, S. **Petroleum Exploration and Production Rights**. World Bank. Washington, D.C., p. 106. 2010.

LEITE, M. L. Partilha de produção petrolífera: reflexões sobre a nova reforma. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 277, n. 1, p. 127-150, mai. 2018.

LOBÃO, E. et al. **Exposição de Motivos Interministerial nº 38**, Brasília, ago 2009.

LUCCHESI, R. D. **Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo**. Dissertação (Mestre em Planejamento Energético). COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro , p. 149. 2011.

SILVEIRA, G. C. **O Government Take: Análise Econômica Comparativa entre o Regime de Concessão e o Regime de Partilha da Produção no Brasil**. Projeto de Graduação (Bacharelado em Engenharia de Petróleo). Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 83. 2013.

SOARES, L. S. F. **Regimes fiscais na indústria do Petróleo: a influência de características contratuais na atratividade econômica de projetos de Exploração e Produção**. Dissertação (Mestrado em Economia). Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, p. 168. 2017.

SOUZA, C. C. **Leilões de Valor Quase Comum e o Regime de Partilha de Produção Brasileiro: Uma Abordagem Teórica**. Dissertação (Mestre em Economia). Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, p. 40. 2012.

TORDO, S. **Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues**. World Bank. Washington, D.C., p. 86. 2007.

VAN MEURS, P. **Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices**. [S.l.], p. 65. 2008.

VAN MEURS, P. **Government Fiscal Strategies under Low Oil Prices and Climate Change**. In: 3rd GOVERNMENT OIL AND GAS SUMMIT. Londres, p. 113. 2016.

VAN MEURS, P. **Flexible Gross Split Sharing: A new fiscal model for the upstream petroleum industry**. [S.l.], p. 31. 2017.

VAN MEURS, P.; SAMPAIO, M. A. **Brazil Libra Field PSA terms from a national fiscal perspective**. [S.l.], p. 14. 2013.