

Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia

Texto Para Discussão

INCENTIVOS E BARREIRAS DO REGIME TRIBUTÁRIO NO SETOR DE PETRÓLEO

Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ

Grupo de Economia da Energia:

Prof. Edmar de Almeida
Prof. Luciano Losekann
Yanna Clara Prade e Braga
William Adrian Clavijo Vitto

Gerência de Análise Econômica - IBP:

Luciana Nunes
Felipe Botelho
Felipe Costa
Luiza Waeger

Julho de 2016



Índice Analítico

Lista de Gráficos	3
Lista de Tabelas	3
Lista de Figuras	3
Lista de abreviaturas e siglas	4
Resumo Executivo	5
1. Contextualização e objetivo do trabalho	9
2. Regimes Fiscais: Aspectos Metodológicos	11
2.1. Tipos de Regimes Fiscais	16
3. Evolução do Government Take: Panorama Internacional	18
3.1. Principais mudanças nos regimes fiscais desde 2014	20
4. Government Take no Brasil	24
4.1. Compensações Financeiras Específicas do Contrato de Concessão e Cessão Onerosa	25
4.2. Compensações Financeiras Específicas do Contrato de Partilha de Produção.....	27
4.3. Tributos Gerais	28
4.4. O REPETRO	30
4.5. Mudanças recentes em tributos incidentes em E&P	33
5. Government Take e a Competitividade do E&P no Brasil	35
5.1. Impactos na Atratividade	36
5.2. Composição do <i>Government Take</i>	40
6. Conclusões	43
7. Referências Bibliográficas	45

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Ações governamentais em resposta ao comportamento dos preços do petróleo	19
Gráfico 2 - Composições do preço do barril e do government take em um projeto do pré-sal de 5 bilhões de barris no cenário de referência.....	41
Gráfico 3 - Composições do preço do barril e do government take em um projeto do pós-sal de 500 milhões de barris no cenário de referência.	42
Gráfico 4 - Composições do preço do barril e do <i>government take</i> em um projeto do pós-sal de 150 milhões de barris no cenário de referência.	42

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Instrumentos Fiscais Tradicionais na atividade de E&P de petróleo e gás.	14
Tabela 2 – Fator de Partilha do Contrato de Libra para diferentes níveis de preço de petróleo e produtividade.	28
Tabela 3 - Estimativa de custos de projetos de E&P no Brasil – US\$/bl	36
Tabela 4 - Impacto de alterações tributárias na atratividade de projetos no Pré-sal	38
Tabela 5 - Impacto de alterações tributárias na atratividade de projetos no Pós-sal de grande porte.....	38
Tabela 6 - Impacto de alterações tributárias na atratividade de projetos no Pós-sal de pequeno porte.....	39

Lista de Figuras

Figura 1 - Alocação da Receita Bruta em um Projeto Típico de E&P	12
--	----

Lista de abreviaturas e siglas

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

bmc - bilhões de metros cúbicos

boe - barril de óleo equivalente

boe/d - barril de óleo equivalente por dia

E&P – Exploração e produção

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

MMBtu – Milhões de British Thermal Units

MME – Ministério das Minas e Energia

MMb/d - Milhões de barris por dia

MMm³/dia – Milhões de metros cúbicos por dia

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

Resumo Executivo

A queda abrupta dos preços do petróleo, a partir da segunda metade de 2014, tem gerado um impacto econômico muito forte na indústria mundial de petróleo. O longo ciclo de preços altos, experimentados entre 2011 e 2014, incentivou o aumento do nível do investimento no setor, que foi acompanhado pelo forte crescimento dos custos de produção e uma queda na produtividade. A queda dos preços do petróleo aconteceu no momento em que as principais empresas do setor já se encontravam endividadas e expostas a riscos financeiros e contratuais. Assim, com a reversão do ciclo de preços altos tornou-se essencial um forte ajuste econômico no setor, com uma redução pronunciada dos investimentos nas atividades de exploração e produção (E&P) em escala mundial. O investimento global do setor caiu 20%, em 2015, e, segundo estimativas da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), espera-se que seja ainda maior em 2016.

É importante destacar que houve grande avanço tecnológico na década de 2010, tendo como resultado a viabilização de novas fronteiras geológicas para produção, em especial dos recursos não-convencionais na América do Norte, sendo fator fundamental para explicar o cenário de sobre oferta atual. Esse contexto de aumento das oportunidades de inversões em E&P e queda do volume de capital disponível para investimento tende a gerar uma grande concorrência entre os diferentes projetos. A capacidade dos países detentores de recursos para alavancar investimentos dependerá, sobretudo, da atratividade econômica dos empreendimentos de E&P.

Um elemento determinante para a atração e a competitividade dos investimentos em E&P é o regime fiscal adotado pelos países produtores. A experiência das últimas décadas tem evidenciado movimentos pendulares nas negociações das participações governamentais influenciadas, principalmente, pelo comportamento do preço do petróleo. Quando os preços do petróleo aumentam, os governos ampliam seu poder de barganha, e quando os preços caem às empresas aumentam seu poder para negociar com os governos a redução do *government take* visando melhorar a atratividade dos investimentos realizados. Assim, quando os preços do petróleo começaram a aumentar, no início da década de 2000, também foi iniciada uma onda de aumentos na taxa, renegociação de contratos e nacionalizações. Entre 1999 e 2010, mais de trinta países realizaram alterações nos contratos ou de seus regimes fiscais.

A queda dos preços do petróleo, a partir de 2014, colocou muitos países produtores sob sérias dificuldades financeiras, uma vez que as participações governamentais tinham aumentando de forma expressiva, entre 2010 e 2014. A queda dos investimentos setoriais e a perspectiva de diminuição da produção (ou redução do crescimento da produção) inaugurou uma nova onda de reformas nos regimes fiscais visando reduzir o *government take* para viabilizar os projetos e aumentar a atratividade para o investimento estrangeiro.

Neste contexto, é fundamental avaliar a competitividade do regime fiscal brasileiro. O objetivo deste estudo é avaliar o regime fiscal brasileiro para o setor de E&P, buscando identificar os principais incentivos e barreiras para a competitividade dos investimentos no país. Para isso, foram analisadas três questões principais: i) as mudanças recentes nos regimes fiscais dos países produtores; ii) a composição do regime fiscal para a indústria do petróleo no Brasil; e iii) a competitividade do investimento em E&P no atual regime fiscal no Brasil.

O Brasil optou por trilhar um caminho diferente da tendência mundial de reduzir o *government take* para atrair investimentos. Não apenas não houve uma redução dos impostos setoriais como também foram criadas novas taxações que ameaçam seriamente a competitividade do investimento no país. Isto acontece justamente no momento em que a Petrobras é obrigada a cortar drasticamente seus investimentos em função da sua crise financeira. Ou seja, os investimentos setoriais estão mais dependentes do setor privado, o que coloca o Brasil em concorrência com outros países produtores.

Como exemplo, podemos citar a publicação, no final de 2015, das leis nº 7.182/15 e 7.183/15, no estado do Rio de Janeiro. Tais leis criaram, respectivamente, uma nova cobrança de ICMS (alíquota de 18%) sobre a produção de petróleo e gás natural e seu transporte desde os poços de perfuração até os depósitos; e uma taxa no valor de 1 UFIR/RJ (R\$ 3,0023) para cada barril de petróleo extraído no estado, a título de fiscalização ambiental.

Os dois impostos, caso implementados, representarão um custo adicional para o setor de petróleo e gás que pode passar de R\$ 20 bilhões anuais e trarão efeitos sobre a viabilidade dos investimentos em projetos localizados no estado. Essas leis tiveram sua constitucionalidade questionada e aguardam uma decisão do Poder Judiciário acerca de sua validade.

No plano federal uma questão elementar para a competitividade do setor petrolífero nacional é a aplicação do REPETRO. Este regime especial vem sendo ameaçado por dois problemas básicos. Primeiro, ele foi implementado através de instrumentos jurídicos frágeis, que podem ser modificados facilmente. Segundo, também preocupa a incerteza quanto à prorrogação do REPETRO, que, atualmente, possui o período de vigência limitado até 31 de dezembro de 2020. Findo esse prazo, todo e qualquer equipamento admitido sob o regime do REPETRO, necessário às atividades de E&P de petróleo, produzido no País ou fora dele, sofrerá um acréscimo expressivo correspondente aos tributos suspensos (a título de ilustração, para as sondas de perfuração chega a 47%), atingindo tanto o investimento nos projetos atuais e suas respectivas projeções econômicas originais (englobando inclusive alguns campos em produção), bem como projetos futuros.

Em fevereiro de 2016, o Governo Federal anunciou a intenção de renovar o REPETRO por mais 20 anos, porém esta disposição ainda não foi implementada. Por conta disso, recaem sobre a indústria de petróleo inúmeras dúvidas e incertezas a respeito da continuidade do REPETRO após 31 de dezembro de 2020, cujo resultado prático tem sido a paralisação de projetos de desenvolvimento de descobertas, os quais estão aguardando, entre outras medidas, uma definição quanto ao regime fiscal, necessária para subsidiar a tomada de decisão de investimento.

De toda forma, caso seja renovado, a fragilidade dos instrumentos jurídicos utilizados na implementação do REPETRO continuará a representar uma constante ameaça de mudanças em aspectos básicos do regime. Portanto, os investidores no setor de petróleo nacional convivem com uma incerteza importante quanto ao efetivo nível do *government take* no Brasil. O risco de elevação dos impostos tende a ser considerado nas avaliações dos projetos, o que acaba reduzindo sua atratividade.

Utilizando o modelo de simulação de projetos *Upstream* desenvolvido pelo GEE-IBP foi possível avaliar a composição e o impacto do *government take* na atratividade dos investimentos em E&P *offshore*, no Brasil, em três ambientes: (i) pré-sal; (ii) pós-sal de grande porte; e (iii) pós-sal de pequeno porte. Esta análise mostrou que a elevação do *government take* associada a estes eventos, isto é, fim do REPETRO e introdução de novos impostos no estado do Rio de Janeiro, tornaria os projetos simulados inviáveis economicamente. Ou seja, se este cenário se confirmar, o Brasil deixará de ter capacidade de disputar investimentos na indústria de O&G.

No caso de projetos no pré-sal, por exemplo, a taxa interna de retorno estimada em 11,6% supondo um preço do petróleo de US\$70/barril, cairia para 9%, no caso da extinção do REPETRO. Caso o ICMS e a TFPG sejam adotados, a rentabilidade dos projetos do pré-sal seria de apenas 2,6%, uma vez que os contratos de partilha não preveem o reembolso dos gastos com esses impostos. No cenário mais desfavorável, combinando o fim do REPETRO e a aplicação de ICMS e TFPG, o pré-sal só seria atrativo para impensáveis preços de petróleo de US\$ 150/barril. O cenário de inviabilidade dos projetos se repete para os casos de contratos de concessão para campos grandes e pequenos. A tabela a seguir apresenta um resumo dos resultados e premissas do modelo.

	Pré-sal 5.000 MMbl		Pós-sal 500MMbl		Pós-sal 150 MMbl	
	TIR	Break-even (US\$/barril)	TIR	Break-even (US\$/barril)	TIR	Break-even (US\$/barril)
Referência	11,6%	64,21	13,4%	59,28	2,7%	86,52
Sem REPETRO	9,0%	74,38	10,8%	67,38	-	107,84
Com ICMS e TFPG	2,6%	122,98	8,5%	75,07	-	114,93
Todas as Maldades	1,3%	151,47	5,7%	85,19	-	128,55
Capex		8,9		13,7		22,4
Opex		10,0		8,0		15,0

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-Upstream

Este estudo mostrou também que as participações governamentais quase sempre representam o principal custo dos projetos de E&P no Brasil. As únicas exceções seriam os projetos de pequenos campos com elevado custo e baixa atratividade. A análise da composição das participações governamentais indicou também que os impostos indiretos representam uma grande parcela da arrecadação do governo. Mesmo com a aplicação do REPETRO, há uma grande carga tributária sobre os investimentos. Ressalte-se que esta não é uma prática comum na indústria mundial, onde, via de regra, concentra-se a taxaço sobre a produção de O&G.

Um bom sistema fiscal deve permitir a maximização da parcela de renda a ser absorvida pela sociedade, ao mesmo tempo em que propicie rentabilidade suficiente para atrair os investimentos de forma sustentável na indústria de petróleo. A forte retração do preço do petróleo significa um desafio para regime tributário nacional referente ao setor de E&P. Neste sentido, é fundamental um debate honesto e transparente sobre a qualidade e atratividade do regime, visando garantir as condições para a retomada dos investimentos no setor de petróleo brasileiro.

1. Contextualização e objetivo do trabalho

A forte redução dos preços do petróleo, após 2014, provocou uma queda muito importante dos investimentos na Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás no mundo. Em 2015, os investimentos em E&P no mundo caíram 20% e poderão cair ainda mais, em 2016 (OPEP, 2016). Na América do Norte, o ajuste tem sido ainda mais rápido. O número de sondas em operação, que serve como medida para a atividade exploratória, caiu de aproximadamente 2400, em setembro de 2014, para cerca 600, em março de 2016 (Backer Hughes Rig Count, 2016). O investimento total no setor caiu 35%, em 2015.

Os impactos econômicos da atual queda dos preços do petróleo sobre a indústria mundial de petróleo e gás (O&G) têm sido muito fortes. O longo ciclo de preços elevados do petróleo, entre 2011 e 2014, foi acompanhado pelo aumento de custos e redução da produtividade no setor. Ao mesmo tempo que os investimentos das empresas *majors* aumentaram 4,5 vezes, entre 1999 e 2012 (de US\$ 40 bilhões para US\$ 180 bilhões), a produção destas caiu 6%, entre 2006 e 2013. Na exploração e produção *offshore*, os valores saltaram de US\$ 150 bilhões, em 2005, para US\$ 360 bilhões, em 2014, com uma produção estável em cerca de 27 milhões de barris/dia (Weijermars et al., 2014; Nysveen e Wei, 2015). Todos esses aspectos colocaram em questão a rentabilidade dos projetos e sustentabilidade da indústria ao longo do tempo (ver Almeida et al. 2016).

A queda do preço do petróleo acontece justamente em um período onde as principais empresas do setor já se encontravam expostas a riscos financeiros e contratuais, se considerados os diversos projetos em portfólio. Com a reversão do ciclo de preços do petróleo, o ajuste econômico via corte de investimentos e reestruturação interna das empresas tornou-se essencial.

É importante destacar que houve grande avanço tecnológico no período, tendo como resultado a viabilização de novas fronteiras geológicas para produção, em especial dos recursos não-convencionais na América do Norte, sendo fator fundamental para explicar o cenário de sobreoferta atual. Esse contexto de aumento das oportunidades de inversões em E&P e queda do volume de capital disponível para investimento tende a gerar uma grande concorrência entre os diferentes projetos. A capacidade dos países detentores de recursos para alavancar investimentos dependerá, sobretudo, da atratividade econômica dos empreendimentos de E&P.

Um dos fatores determinantes da atratividade dos investimentos em E&P é o regime fiscal adotado pelos países produtores de petróleo. O Regime Fiscal¹ da atividade de E&P de petróleo e gás (O&G) compreende todos os impostos e taxas aplicadas sobre o setor, que define a repartição da renda petrolífera entre Estado e empresas investidoras. A parcela da renda petrolífera que é absorvida pelas nações constitui o *Government Take* ou participações governamentais. Assim, quase sempre a disputa entre os países produtores para atrair investimentos se dá via mudanças no regime fiscal, a fim de adequar as participações governamentais, com vistas a aumentar o interesse pelo investimento no país.

O atual ciclo de redução dos preços de petróleo vem sendo acompanhado por alterações no regime fiscal da E&P em muitos países produtores da *commodity*. Essas transformações tendem a alterar espacialmente os fluxos de investimento. Neste contexto, é fundamental avaliar o nível de competitividade do regime fiscal Brasileiro. A crise da Petrobras e a redução pela metade dos investimentos da empresa, entre 2013 e 2016, reforçam a importância dessa questão. A recuperação da indústria brasileira de petróleo dependerá da sua capacidade de atrair investimentos privados, ampliando a diversidade de agentes na indústria. Para tanto, a competitividade do regime fiscal brasileiro será fator determinante do fluxo de investimentos para o país.

Este texto para discussão (TD) tem por objetivo avaliar o regime fiscal brasileiro para o setor de E&P, buscando identificar os principais incentivos e barreiras para a competitividade dos investimentos no país. Este TD está composto de seis seções, além desta introdução. A seção 2 faz uma análise dos principais aspectos metodológicos dos regimes fiscais. A seção 3 analisa a evolução recente do regime fiscal em vários países com os quais o Brasil disputa investimentos no setor de petróleo e gás. A seção 4 apresenta e analisa o regime fiscal do setor petrolífero brasileiro. A seção 5 avalia a competitividade dos investimentos no atual regime fiscal brasileiro. Por fim, a seção 6 traz as principais conclusões do trabalho.

¹ Apesar do termo "fiscal" estar bastante associada a fiscalização e do exercício arrecadatório e de execução de recursos, este trabalho irá utilizar os termos "fiscal" e "tributário" de forma equivalente referindo-se aos recursos arrecadados pelo setor público.

2. Regimes Fiscais: Aspectos Metodológicos

A indústria do petróleo é caracterizada pela existência de importantes rendas extraordinárias, principalmente devido à grande heterogeneidade de custos² que apresenta. A renda petrolífera é calculada pela diferença entre a receita bruta da produção e a soma de todos os custos de produção (custos de exploração, avaliação, extração e o custo de oportunidade do capital investido). Rendas extraordinárias podem ser classificadas como rendas de posição (acumulações *offshore* ou *onshore*), rendas de localização (proximidade com consumidores), rendas de qualidade (diferença de rendimentos de derivados mais valiosos) ou rendas tecnológicas (complexidade do processo de produção). A renda econômica somada à remuneração do capital é denominada excedente econômico (Johnston, 1994; Pinto Jr. *et al.*, 2007; e Pinto Jr e Tolmasquin, 2011). Na literatura econômica ainda há a distinção entre as chamadas rendas diferenciais (ou Ricardianas) de caráter estático como as descritas anteriormente e as rendas de escassez (ou rendas de *Hotelling*) de caráter dinâmico/intertemporal, muito associado ao caráter exaurível dos recursos minerais e que fundamenta a contribuição intergeracional por royalties.

A renda petrolífera pode ser alocada entre a parcela destinada às companhias produtoras (*contractor's take*) e o Estado (*government take*). Este busca capturar para si a maior parcela possível da renda petrolífera por meio de diferentes tributos, como taxas, participações, *royalties*, entre outros instrumentos previstos em seu sistema fiscal.

A Figura 1 apresenta um esquema para a melhor identificação dos conceitos.

² Acumulações *offshore* em grandes profundidades como o pré-sal possuem custo estimado na ordem dos US\$ 35/barril, enquanto em outras localidades pode-se ter acesso às reservas por US\$ 5/barril, como no Oriente Médio.

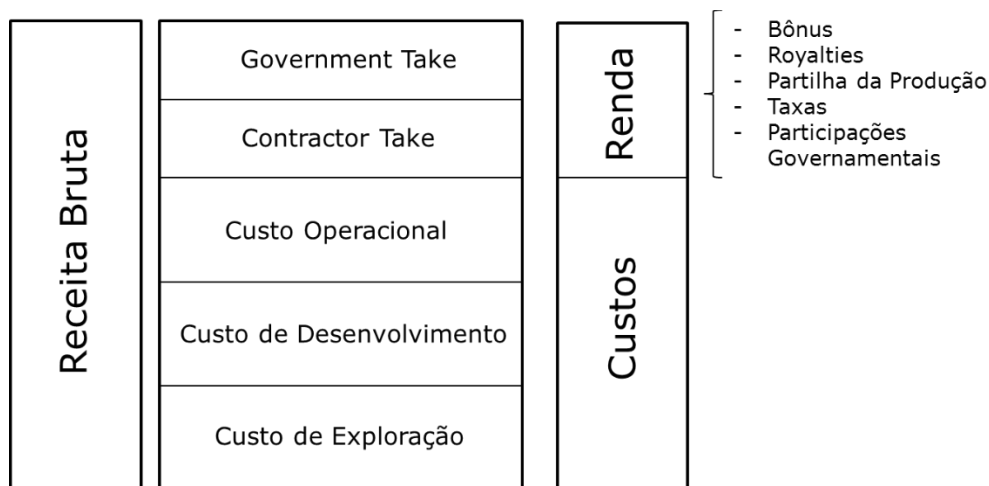


Figura 1 - Alocação da Receita Bruta em um Projeto Típico de E&P

Fonte: Johnston (1994).

A forma e o nível de apropriação da renda petrolífera pelo governo dependem do regime fiscal adotado. Existe uma grande variedade de regimes fiscais na indústria petrolífera. O desenho do regime fiscal vai depender de um conjunto de objetivos, condições legais e regulatórias, além de fatores como a parcela de apropriação almejada, o momento em que se busca ter acesso às participações governamentais e o risco que o governo está disposto a correr no processo³.

O Estado pode se expor aos riscos do negócio participando diretamente do processo de investimento através de empresas estatais, com ou sem a participação de empresas privadas. Da mesma forma, o Estado pode optar por receber suas participações de forma antecipada ou aguardar o resultado dos investimentos para taxar os resultados. Entretanto, existe um *trade-off* básico a ser respeitado entre risco e maximização do *government take*. Quanto maior for o risco que o Estado aceitar correr, maior será o *government take* potencial, e vice-versa.

Uma das particularidades da atividade petrolífera é o risco geológico, que faz com que a maioria dos empreendimentos exploratórios não seja bem-sucedido. Apesar dos avanços

³ Ver Commonwealth Secretariat & ICMM (2009); NGRI (2015); Daniel *et al.* (2010); Sachs *et al.* (2013); e Johnston (2004 e 2008).

tecnológicos nas áreas geológicas e geofísicas, estima-se que a taxa de sucesso geológico global da atividade de E&P não ultrapasse os 30%, ou seja, em média, a cada 10 poços perfurados, apenas 3 apresentam capacidade de recuperação econômica de reservas. Tal risco muitas vezes não é adequadamente levado em conta no debate em torno dos regimes fiscais e dos contratos que regulamentam a atividade de E&P, isto é, a margem de lucro para as companhias produtoras deve ser suficiente para que possa compensar a probabilidade de fracasso. O não reconhecimento desses riscos quase sempre resulta num nível de investimento inferior ao potencial que a indústria pode promover.

Os projetos de E&P tendem a ter um ciclo de vida muito longo. Há uma grande volatilidade dos preços do petróleo durante o ciclo de vida dos projetos e, conseqüentemente, da renda petrolífera a ser gerada. Neste sentido, um aspecto que se coloca é como o *government take* deve se comportar com a variação da lucratividade dos projetos. Se o nível de taxaço aumenta com lucratividade do projeto, temos um regime fiscal progressivo. Se a nível da taxaço aumenta quando cai a lucratividade do projeto, temos um regime fiscal dito regressivo. Há também o caso e que os termos fiscais são neutros às variações na lucratividade do projeto.

Johnston (1994) analisou as diferenças entre diversos instrumentos utilizados pelo governo com o intuito de capturar a renda econômica. O autor considera o pagamento de bônus e *royalties* (cobrados sobre a receita bruta) como instrumentos de taxaço regressiva, isto é, quanto menor a rentabilidade do projeto, maior a taxaço efetiva. Estes instrumentos permitem aos governos garantir o recebimento de pagamentos nos períodos iniciais da produção sem participação nos riscos associados à lucratividade. Já instrumentos como impostos sobre lucro e partilha da produção são consideradas ferramentas progressivas (quanto maior a lucratividade do projeto, maior taxaço efetiva) e fazem com que o governo compartilhe os riscos de produção. A Tabela 1 apresenta um resumo dos principais instrumentos fiscais utilizados na indústria de O&G.

Tabela 1 - Instrumentos Fiscais Tradicionais na atividade de E&P de petróleo e gás.

INSTRUMENTOS FISCAIS	DESCRIÇÃO
Royalties	Pagamento feito em referência à quantidade e valor do mineral produzido. A forma mais comum de royalties, chamado <i>ad valorem</i> , recolhe receitas com base em percentual do valor do recurso extraído. Esta percentagem é geralmente aplicada ao valor bruto da produção, sem levar em conta os custos de produção. A maior parte dos royalties são regressivos, porque resultam em uma carga maior para as empresas em um contexto de lucro menor. Alguns países utilizam escalas progressivas para royalties (<i>sliding scale</i>), que ajustam a percentagem de participações governamentais com base em medidas da rentabilidade do projeto.
Imposto de Renda	Impostos são avaliados como uma percentagem dos lucros líquidos de um projeto/empresa após a dedução de despesas permitidas. Variam na maioria das vezes com base nas deduções permitidas e como seus itens são calculados e monitorados.
Bônus	Uma quantia fixa requerida em um ponto especificado no cronograma do projeto. Alguns bônus são pagos na assinatura, enquanto outros são projetados para trazer receitas quando certos níveis de produção sejam cumpridos. Trata-se normalmente de pagamento prévio, que a empresa deve pagar mesmo no caso em que o projeto não prova ser rentável.
Retenção na Fonte (<i>withholding tax</i>)	Impostos retidos na fonte sobre pagamentos que empresas extrativas fazem a seus credores, acionistas (sob a forma de dividendos) e subcontratados. Comumente empresas são obrigadas a reter uma parte dos pagamentos a terceiros e transferi-la para o governo. Isso permite que o governo tribute terceiros que não podem estar baseados no país, mas lucram com o projeto.
Partilha de Produção	Fórmulas para a partilha de produção física de petróleo e gás entre o investidor privado e do Estado (muitas vezes através de uma empresa estatal). Um acordo de partilha de produção típico primeiro aloca parte do petróleo para a empresa contratante para recuperar seus custos (<i>cost oil</i>). O excedente (<i>profit oil</i>) remanescente é dividido entre a empresa contratante e o Estado, geralmente através de acordo com uma escala variável com base no nível de produção ou a rentabilidade do projeto.
Participação do Estado no capital (<i>equity</i>)	O Estado pode comprar ou negociar ações em um projeto. A posição acionária dá ao Estado seja participação nos lucros distribuídos de uma empresa ou o direito de distribuir parte do petróleo produzido. Pode implicar obrigações adicionais ao Estado, podendo aumentar a exposição ao risco.
Taxas sobre rendas de recursos	Projetado para capturar parte das rendas extraordinárias que podem surgir quando os preços internacionais se elevam (também conhecidos como <i>windfall profit taxes</i>), sendo progressivos por natureza.
Pagamentos de retenção de áreas	Pagamentos baseado em taxa fixa ou por área arrendada para a atividade mineral.

Fonte: Baseado em NGRI (2015).

Uma das formas para se reduzir a regressividade de instrumentos fiscais como o Royalty é adotar alíquotas no formato *sliding scale*, ou seja, com diferentes faixas de acordo com o preço do petróleo. Assim, ao se estabelecer uma alíquota de royalty mais elevada para preços de petróleo mais altos, é possível variar o nível do *government take* de acordo com a lucratividade do projeto. Em períodos de maior preço e lucratividade se garante uma maior arrecadação para o Estado. Quando, por outro lado, o preço do petróleo cai, ocorre um alívio fiscal visando garantir a atratividade dos projetos e E&P.

Um outro atributo importante dos regimes fiscais é sua flexibilidade, em termos de capacidade de adaptação à diferentes tipos de projetos de E&P. Em muitos países o regime fiscal reconhece as diferenças em termos de risco e atratividade dos projetos de E&P. Neste sentido, o regime fiscal da exploração de óleo em águas profundas pode não se adequar para a atividade de exploração de gás não-convencional em terra, ou de óleo pesado de alto custo. Desta forma, é necessário reconhecer que não se pode taxar da mesma forma todos os segmentos da atividade de E&P. A forma e o nível da taxa deve ser proporcional à capacidade de geração de renda dos diferentes tipos de projetos.

Por fim, uma característica importante dos regimes fiscais é sua complexidade. A aplicação de impostos específicos à atividade de E&P, além dos impostos gerais, pode tornar o regime fiscal muito complexo, aumentando significativamente o custo de *compliance* com as normas fiscais. Por exemplo, os instrumentos fiscais que exigem o controle e apuração dos custos para se determinar a base de cálculo dos impostos (Participação Especial ou Partilha Óleo Lucro) apresentam uma elevada complexidade e custo de *compliance*. Sistemas fiscais muito complexos afetam negativamente a atratividade dos projetos de E&P ao aumentar risco de conflito e judicialização nos projetos.

Assim, a atratividade do regime fiscal pode ser definida por sua capacidade de permitir não apenas a remuneração dos projetos existentes, mas também atrair novos investimentos em E&P. Ou seja, é fundamental que seja economicamente viável tanto a inversão no desenvolvimento de recursos já descobertos (reservas existentes), como o investimento a risco para descobrir novas reservas. Caso contrário, países com bom potencial geológico podem experimentar períodos de redução das reservas e da produção.

2.1. Tipos de Regimes Fiscais

O mecanismo de repartição da renda petrolífera entre governo e empresa é definido pelos diferentes sistemas fiscais encontrados ao redor do mundo. A tipologia mais utilizada para classificação dos diferentes regimes fiscais é apresentada por Johnston (1994), que reconhece a existência de duas grandes famílias de regimes fiscais: i) Sistema de Concessões que permite a apropriação privada dos recursos minerais; ii) e os Sistemas Contratuais onde o Estado retém a propriedade dos recursos. Este último pode-se dividir ainda em Contrato de Prestação de Serviço e o Contrato de Partilha da Produção (PSC). Nota-se, portanto, que o principal critério de classificação entre os diferentes sistemas reside na prerrogativa de propriedade das reservas de O&G.

O conceito de propriedade associado ao regime de concessão deriva da tradição legal Anglo-Saxônica. Na maioria dos casos, o governo tem a propriedade dos recursos minerais, que pode ser transferida a empresas que se comprometerem a extraí-los⁴. A empresa concessionária tem direito de explorar e produzir petróleo e assume todos os riscos envolvidos na atividade. A partir da apropriação privada dos recursos, as empresas podem comercializar todo o óleo produzido. Em contrapartida, devem pagar royalties e taxas estabelecidas ao governo.

Já nos sistemas contratuais, o conceito de propriedade deriva da base jurídica de tradição francesa, em que os recursos minerais pertencem e devem ser controlados pelo Estado em benefício da sociedade. Os contratos devem ser intermediados por uma empresa ou entidade estatal que representa o Estado na relação com as firmas contratadas. A empresa operadora realiza os investimentos necessários para as atividades de exploração e produção (E&P). Em contrapartida a empresa tem direito à restituição, em óleo, de todos os seus custos, o chamado *cost-oil*, assim como uma parcela do lucro do campo, o *profit-oil*. Dá-se, desta maneira, a partilha do excedente de óleo que supera os custos de produção. O Fator de Partilha diz respeito à porcentagem do *profit-oil* que será de direito de cada um dos agentes, sendo determinado por diferentes critérios.

Pinto Jr. e Tolmasquim (2011), por sua vez destacam que tal classificação não reconhece o fato de que os regimes de concessão também são estruturados a partir de arranjos

⁴ Os EUA configuram caso extremo em que a propriedade dos recursos naturais do subsolo pode pertencer a proprietários de terras nas atividades *onshore*.

contratuais. Propõe a classificação dos diferentes regimes em compensatórios ou remuneratórios. Da mesma forma, o principal critério de diferenciação está no direito de propriedade das reservas de hidrocarbonetos. Enquanto nos regimes compensatórios ocorre a transferência de titularidade de parte do produto da lavra, para compensar a empresa contratada pelos custos e riscos da atividade de E&P, nos regimes remuneratórios não há transferência de titularidade, mas sim ressarcimento financeiro a partir da venda do produto da lavra.

Importante ressaltar que muitas vezes o mesmo país pode apresentar sistemas fiscais diferentes adaptados à peculiaridade do posicionamento de suas reservas. A comparação entre o desempenho dos diferentes regimes fiscais, apesar de tentadora, não é nada trivial. A busca pelo sistema mais atrativo, ou seja, aquele que melhor equilibra os interesses opostos entre empresa produtora e Estado deve considerar uma série de aspectos. Dadas as diferenças geológicas, institucionais e culturais de cada país, não existe uma medida única capaz de qualificar os diferentes sistemas adotados. Entretanto, é comum a comparação dos diferentes regimes fiscais do setor petróleo levando em conta o valor percentual do *government take*. Apesar de ser o principal indicador utilizado para comparações, deve-se ponderar o fato de seu cálculo depender de hipóteses quanto a preços do petróleo, custos, produtividade, entre outras. Qualquer variação não esperada dessas variáveis pode mudar drasticamente as condições de rentabilidade de um projeto de E&P (Almeida e Araújo, 2007).

Observando o plano internacional, Johnston (2007) apresenta uma comparação empírica entre os valores médios do *government take* encontrados em cada uma das duas principais famílias de sistemas fiscais citadas anteriormente. Esse paralelo mostra que o sistema de partilha (PSC) apresenta valor médio substancialmente maior para o *government take* levando em consideração todos os países da amostra. No entanto, quando a comparação é feita apenas para os maiores produtores, o valor do *government take* torna-se similar para ambos os grupos. Tal fato corrobora com sua conclusão de que a obtenção de bons resultados econômicos depende menos do tipo de sistema escolhido e mais de quão adequado é o desenho do sistema diante das peculiaridades da produção local.

Um bom sistema fiscal deve permitir a maximização da parcela de renda a ser absorvida pela sociedade ao mesmo tempo em que propicie rentabilidade capaz de atrair os investimentos de forma sustentável na indústria de petróleo.

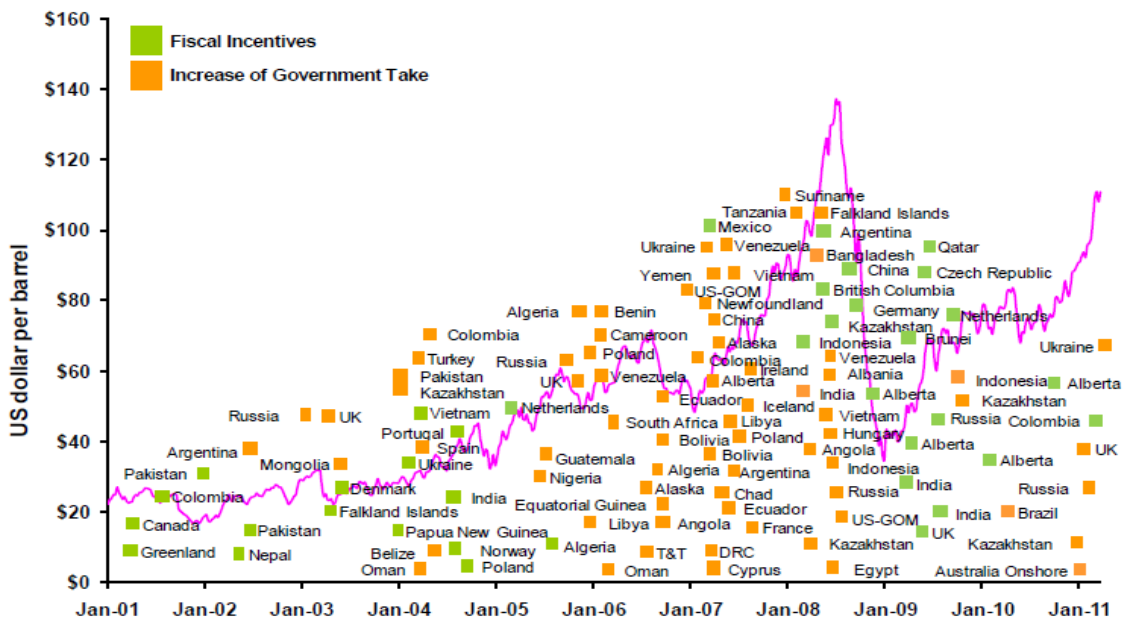
3. Evolução do Government Take: Panorama Internacional

A experiência dos últimos anos tem evidenciado movimentos pendulares nas negociações para a definição das participações governamentais na renda petrolífera. Um dos principais fatores que influenciam a abertura de negociações para mudar as participações governamentais é o nível de preços do petróleo. Quando o preço da *commodity* aumenta, o governo amplia seu poder de barganha; e quando a cotação do preço cai, as empresas aumentam seu poder de negociar reduções das participações governamentais, ainda que a reação à queda nos preços tenda a ser mais lenta (MANSOUR e NAKLHE, 2016).

Quando os preços do petróleo começaram a crescer no início da década de 2000, também começaram as pressões políticas para se aumentar o *government take* (MARTEN et al. 2015). Os principais países produtores entraram numa corrida para aumentar a participação na renda petrolífera, gerando incertezas para os investidores. Uma onda de aumentos na taxação, renegociação de contratos e nacionalizações avançou conforme o ritmo do aumento na cotação do petróleo no mercado internacional (IHS CERA, 2011). Segundo indicadores do Banco Mundial apontados por Mansour e Naklhe (2016), entre 1999 e 2010, mais de 30 países revisaram contratos ou seus regimes fiscais. Nesse mesmo período, o mercado internacional de petróleo experimentou uma mudança de preço expressiva, passando de US\$ 50/barril para US\$100/barril.

Uma boa ilustração da velocidade das mudanças evidenciadas pode ser encontrada entre os anos 2002 e 2008. Nesse período, nove países – Angola, Argentina, China, Equador, Índia, Cazaquistão, Líbia, Nigéria e os EUA (Alaska) – elevaram os impostos pagos pelas companhias. Outros países, como a Argélia, modificaram a legislação para impor a exigência de uma participação mínima da sua empresa estatal no capital social dos projetos. Aconteceram também casos mais extremos, como o da Venezuela que, após substituir todos os contratos existentes por outros novos, impôs a participação majoritária da estatal PDVSA nos projetos (MANSOUR e NAKLHE, 2016).

Gráfico 1 - Ações governamentais em resposta ao comportamento dos preços do petróleo



Fonte: IHS CERA (2011)

O Gráfico 1, ilustra as mudanças implementadas pelos governos nos regimes fiscais de acordo com a evolução dos preços do petróleo durante a década de 2000. No gráfico pode-se observar que, entre 2001 e 2004, num contexto onde os preços se encontravam abaixo de US\$ 40/barril, as principais ações governamentais estiveram direcionadas a estabelecer incentivos fiscais. Entretanto, no período de 2005 a 2008, momento no qual se registrou um aumento acelerado do preço, a maior parte das ações governamentais basearam-se no aumento das participações governamentais. Após a crise financeira de 2008 e seu efeito na queda abrupta dos preços do petróleo, percebe-se o aumento das medidas de incentivo, até o final de 2009, e uma retomada das ações para aumentar as participações governamentais durante 2010.

Dessa forma, entre 2000 e 2014, os governos aumentaram sua participação na renda petrolífera de uma média de US\$ 9,90/barril de óleo equivalente (boe) para US\$ 30,40/boe, representando um crescimento de pouco mais de 200% (MARTEN et al. 2015).

A queda abrupta do preço do petróleo, a partir de novembro de 2014, colocou os países produtores sob sérias pressões financeiras. Durante o ciclo de preços altos, as participações governamentais tinham aumentado de forma expressiva com a estabilidade financeira de

vários dos países produtores (DELOITTE, 2015). A redução dos preços provocou uma forte perda na arrecadação fiscal dos países produtores. Na Rússia e na Arábia Saudita, por exemplo, a redução nas receitas petrolíferas, em 2016 com relação a 2014, foi de US\$ 250 e US\$ 150 bilhões, respectivamente (RYSTAD ENERGY, 2016).

Após 2014, a dificuldade financeira das empresas produtoras vem impulsionando uma nova rodada de negociações para ajustar os regimes fiscais. Dessa vez, a maioria dos países que modificaram seus regimes fiscais optaram por reduzir o *govenment take*, com objetivo de atrair novos investimentos.

Os ajustes nos regimes fiscais não têm sido feitos apenas através da redução do nível da taxa dos projetos. Existe uma tendência de se buscar uma modernização destes regimes através da adoção de mecanismos menos regressivos, mais simples e flexíveis.

3.1. Principais mudanças nos regimes fiscais desde 2014

Argentina: Desde 2014, o governo argentino vem adotando um conjunto de medidas para manter a competitividade do país, através da redução dos impostos sobre as exportações, modificações do programa de incentivo as atividades de E&P e redução dos *royalties* em algumas províncias. Em outubro de 2014, foi publicada a resolução 803/2014, na qual o governo estabeleceu um novo marco para a medição dos impostos sobre exportações (ARGENTINA, 2014a). Tal resolução determinava que com um valor de US\$ 80/barril, o imposto sobre o direito de exportação seria de 13%. Esta alíquota se reduziria a 11,5% e 10% quando o preço do petróleo estivesse abaixo de US\$ 75 e US\$ 70, respectivamente. Em dezembro, essa disposição foi substituída pela resolução nº 1.077, na qual se estabeleceu uma taxa de 1%, quando o preço do Brent for inferior a US\$ 71/barril (ARGENTINA, 2014 apud. CAMARA ARGENTINA DE LUBRIFICANTES, 2015).

Em outubro de 2014, com a lei nº 27.007 foram introduzidas novas considerações ao marco regulatório da indústria argentina. Entre as novas disposições, estabeleceu-se a possibilidade de reduzir os *royalties* em até 50% nos projetos aprovados pela comissão de planejamento e coordenação estratégica do plano nacional de investimentos no setor de hidrocarbonetos, por considerar que, pela produtividade, localização e demais características técnicas e econômicas, precisem de tal redução (art. 27) (ARGENTINA, 2014b). Consequentemente, em janeiro de 2015, o governo da província de Chubut

anunciou a redução dos royalties de 15% para 7,5%, a fim de incentivar a manutenção das operações de E&P (TRONFI, 2015).

No mesmo mês, o governo federal, em acordo com as províncias e sindicatos, aprovou um plano de estímulo ao setor, tendo entre as principais medidas, um subsídio de dois a três dólares por barril produzido e exportado (INFOABE, 2015). Em março de 2016, o governo implementou o decreto 206/2016, criando um programa de estímulo à exportação de petróleo pesado, localizado na bacia de São Jorge. Tal medida começou com um subsídio de US\$ 7,5/barril e se manterá em vigor enquanto o preço do Brent estiver abaixo de US\$ 47,50/barril (ARGENTINA, 2016).

Austrália: Em julho de 2014, foi revogada a legislação que estabelecia o pagamento de impostos por emissões de carbono (*Carbon Tax*), que vinha sendo aplicada na Austrália desde o ano 2012 (EY, 2015a).

Bolívia: Em novembro de 2015, o governo boliviano, preocupado com a queda expressiva das reservas recuperáveis no país, promulgou a lei 767/2015. No seu artigo 12, foi estabelecida a criação do Fundo de Promoção ao Investimento em Exploração e Produção de Hidrocarbonetos (FPJEEH), que utilizará até 12% do Imposto pelo Direito aos Hidrocarbonetos (IDH) para entregá-lo como incentivo as empresas petrolíferas através de transferências diretas nas contas das companhias beneficiárias habilitadas pelo Banco Central da Bolívia (BCB). Os incentivos abrangem os contratos de serviços petrolíferos subscritos e a subscrever, quando o óleo e o gás forem produzidos em áreas definidas por lei. Para isso, o texto legal estabeleceu dois tipos de áreas com valores de incentivo diferentes: zonas tradicionais e zonas não tradicionais. Nas zonas tradicionais, o valor do incentivo será estabelecido em função do preço internacional do petróleo, tendo um montante mínimo de US\$30/barril e um máximo de US\$50/barril. No caso das zonas não tradicionais, o valor do incentivo também será estabelecido em função do preço internacional do petróleo tendo um valor mínimo de US\$35/barril e um máximo de US\$55/barril. O valor desse incentivo nas duas zonas estabelecidas pela lei, aplica de igual forma para os projetos de produção de petróleo cru e a produção de condensados associados ao gás natural (BOLIVIA, 2015).

Canadá: No caso canadense, as mudanças regulatórias realizadas a partir da queda do petróleo basearam-se nas reformas do regime dos *royalties* de duas províncias: Terra Nova e Labrador e Alberta. No caso da primeira província, a partir de novembro de 2015, foi

introduzido um novo sistema de cálculo dos *royalties*⁵, no qual a taxa pode ser elevada até um limite de 50% à medida em que o poço for aumentando sua rentabilidade, sendo esse valor máximo, pago naqueles projetos que estiverem gerando um retorno de US\$ 3 por cada US\$ 1 investido (BINES e SYER, 2015).

No início de 2016, em Alberta⁶, foi alterada a cobrança dos *royalties*. As empresas concessionárias passaram a receber um subsídio, chamado *The Drilling Cost Allowance C**, nas suas atividades de perfuração e completação de poço. Quando o poço entra em produção, cobra-se uma taxa fixa de 5% de *royalties*, até que a receita total gerada se iguale a certo nível de custo (valor C*). A partir desse momento, a concessionária passará a pagar uma taxa que dependerá do tipo de recurso produzido e do seu valor de mercado (ALBERTA GOVERNMENT, 2016).

Colômbia: No caso colombiano, as medidas para manter a competitividade dos projetos de E&P e propiciar um clima favorável ao investimento, focaram-se na diminuição dos *royalties* e do imposto da renda em projetos com maiores problemas de atratividade.

Através da lei n 1.753 do plano nacional de desenvolvimento (2014-2018), o governo facultou a Agência Nacional de Hidrocarbonetos realizar modificações nos contratos e demais acordos subscritos pelo Estado, visando a manutenção dos investimentos que já tinham sido acordados (art. 28). Já o artigo 29 da mesma lei pretende incentivar a produção incremental, via recuperação secundária, dando aos investidores a oportunidade de pagar 8% de *royalties*⁷ (COLOMBIA, 2015).

A partir de 2015, o governo decidiu implementar um pacote de incentivos na produção de reservas *offshore*, através da redução do imposto de renda de 25% para 15% beneficiando as operadoras, empresas empreiteiras e as pessoas jurídicas que operam na zona franca, assim como os bens e serviços adquiridos sob esse regime franco especial (EY, 2015a).

Irã: Em 2015, visando recuperar os níveis de produção anteriores as sanções, o governo iraniano realizou uma reforma regulatória. Com esse novo marco, em novembro desse ano, o país passou a oferta 49 projetos a investidores locais e internacionais, para serem

⁵ Atualmente, em Terra Nova e Labrador, só a produção comercial em campos *offshore*.

⁶ O caso das reformas na província de Alberta pode ser considerado como altamente relevante, já que, segundo dados da National Energy Board (2015), a província produz cerca de 80% do petróleo e gás extraído no país.

⁷ O valor dos *royalties* na Colômbia pode atingir até 25% dependendo do tipo do reservatório

desenvolvidos na modalidade de *joint ventures*. Nessa nova modalidade, os contratos são de risco compartilhado por um período de 20 a 25 anos, incluindo a possibilidade de realizar pagamentos em espécie e uma taxa de remuneração variável determinada de acordo com a evolução dos preços do petróleo (WOOD MACKENZIE, 2016).

México: Em agosto de 2014, foi aprovada a nova lei dos hidrocarbonetos, estabelecendo o novo marco regulatório para liberalizar a indústria. Através da nova legislação, o mercado foi aberto para a competição entre as empresas de propriedade do Estado e as empresas privadas, além de incluir diferentes modalidades contratuais⁷ e de grau de apropriação da renda petrolífera por parte do Estado (MEXICO, 2014).

Os tipos de contrato estabelecidos com a nova lei foram: licença partilha e serviços. Para o cálculo dos royalties foi definida na lei de Ingressos sobre os Hidrocarbonetos o estabelecimento de um sistema de cálculo progressivo em função do preço do petróleo (MEXICO, 2014).

Também, na nova lei foram estabelecidas obrigações de aquisições de máquinas e equipamentos produzidos no território nacional para serem utilizadas nas atividades de produção de hidrocarbonetos. No texto legal, foi estabelecida uma meta de conteúdo local de 25% em 2015 e de 35% até 2025 (MEXICO, 2014).

No mesmo ano, o governo realizou a rodada 1, oferecendo 14 blocos exploratórios em águas rasas, sob o contrato de partilha da produção. Nesse leilão, somente 14% dos blocos foram arrematados. Em 2015, aumentou o interesse dos investidores na rodada 1 de desenvolvimento de blocos em águas rasas sob o regime de partilha da produção, por meio da revisão da taxa de retorno oferecida nos contratos (aumento de 5%), e o estabelecimento de ofertas mínimas razoáveis e a revisão da taxa de *royalties* (WOOD MACKENZIE, 2015)⁸.

Rússia: O conjunto de medidas implementadas pelo governo russo para atender ao contexto de queda dos preços consistiu no ajuste do imposto sobre as exportações de petróleo e o ajuste do *Mineral Extraction Tax* (MET). Como parte do pacote de medidas implementado pelo governo (*Tax Manoeuvre*), foi planejada a redução dos impostos as exportações de 59% em 2014 para 42% em 2015 e 37% em 2016 (HENDERSON, 2015). Entretanto, os limites do imposto às exportações de petróleo também foram modificados, passando de 59% em 2014 a 45% em 2015 (EY, 2014; EY, 2015a). Por outro lado, o

imposto MET nas atividades de extração de petróleo foi aumentado de US\$14/tonelada, em 2014, para US\$15,50, em 2015 (EY, 2014; EY, 2015a).

UK: O conjunto de medidas para manter a competitividade da indústria de petróleo e gás natural, a partir de 2014, baseou-se na introdução de reduções na carga impositiva sobre as atividades da E&P e subsídios. No *Autum Statement* de 2014, o governo anunciou a redução do *Rate Supplementary Charge* de 30% para 20% nas atividades de E&P. No começo de 2015, foi anunciada a redução da *Petroleum Revenue Tax* de 50% para 35%. No orçamento de 2015, também foi contemplada a implementação de um pacote de estímulos ao setor, através da introdução de subsídios ao investimento e aos *clusters* da indústria no país (UK, 2016).

4. Government Take no Brasil

O *Government Take* é composto por tributos (impostos, taxas e contribuições) e compensações financeiras. Os tributos incidentes ao longo da cadeia de E&P são previstos na Constituição Federal e regulamentados pela lei complementar nº 5.172/66, denominada de Código Tributário Nacional (CTN), e demais leis tributárias. Naquele estão estabelecidas as normas gerais de tributação, bem como os institutos tributários básicos, como a esfera de governo responsável, fato gerador, base de cálculo, contribuinte etc.

As compensações financeiras são resultado das particularidades relativas ao esgotamento e comercialização de recursos naturais, como já destacado anteriormente, de sorte que a maioria dos países produtores de petróleo desenvolveu sistemas fiscais específicos para essa indústria, com o intuito de obter parcela substancial sobre a renda proveniente das atividades de exploração de O&G.

No Brasil, existem três regimes fiscais para a indústria de O&G, de acordo com o tipo de contrato: concessão, cessão onerosa e partilha de produção. O sistema fiscal para os contratos de concessão é especificado pela Lei 9478/97, a cessão onerosa é regida pela Lei 12.276/10 e a Partilha de Produção pela Lei 12.351/10. Nas duas subseções seguintes serão tratadas as taxações específicas do setor⁸, para, na terceira, apresentar a tributação

⁸ Conforme será detalhado na próxima seção, só incide sobre a produção de campos sob cessão onerosa o pagamento de *royalties*. A Lei nº 12.276, que rege esses contratos, no seu Art. 5º, determina que a cobrança dos royalties será orientada pelos termos da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), isto é, a mesma que normatiza os contratos de concessão.

geral. Por último, é discutido brevemente o REPETRO e apontadas as mudanças recentes nos impostos indiretos.

4.1. Compensações Financeiras Específicas do Contrato de Concessão e Cessão Onerosa

Através da Lei 9478/97, os contratos de concessão passaram a ser o principal instrumento jurídico para permitir a participação das empresas privadas no *upstream* nacional, tendo sido estabelecidos no contexto de liberalização da indústria. Esses dão à empresa concessionária o direito de explorar e produzir petróleo por sua conta e risco. As empresas têm a propriedade dos recursos e após pagar tributos e compensações financeiras cabíveis, tendo o direito de comercializar todo o óleo produzido. O regime de concessão prevê quatro modalidades básicas de participações governamentais ligadas às compensações financeiras, a saber: i) bônus de assinatura, ii) *royalties*, iii) participações especiais e iv) taxa de retenção e ocupação da área.

O **bônus de assinatura** corresponde ao valor ofertado pela empresa, ou consórcio, vencedora do leilão para obter a permissão de desenvolver suas atividades de pesquisa e exploração em determinada área. Deve ser pago no ato da assinatura do contrato e seu montante mínimo é fixado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esse pode ser utilizado como um dos critérios de escolha da proposta vitoriosa da licitação. Outros parâmetros de igual importância estão associados ao plano de investimentos e a parcela de compras de insumos nacionais (conteúdo local).

Os ***royalties*** representam uma compensação financeira ao Estado devido às externalidades⁹ provocadas pela produção de O&G. São pagamentos mensais efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) que incidem sobre a receita bruta da produção. Pratica-se, em geral, uma alíquota de 10%, no entanto esta pode ser reduzida para 5%, em áreas com alto o risco geológico. Os recursos arrecadados dessa maneira são divididos entre estados e municípios produtores, o Tesouro Nacional, o Ministério da Ciência e Tecnologia e Comunicações¹⁰ e Marinha.

⁹ Para uma discussão dos fundamentos teóricos da cobrança de *royalties* ver Serra (2005).

¹⁰ Em maio de 2016, o governo interino de Michel Temer fundiu o Ministério da Ciência e Tecnologia ao das Comunicações.

A **participação especial** (PE) configura pagamento trimestral de um imposto sobre a receita líquida¹¹ de campos que atinjam substanciais volumes de produção. Pode ser entendida como um imposto sobre o lucro em condições de rentabilidade extraordinárias. Possui uma alíquota progressiva variando entre a isenção (0%) até 40%, dependendo da localização da lavra e/ou da profundidade do campo. Os recursos provenientes da PE devem ser distribuídos entre estados e municípios produtores e os Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente. A partir de 1998, foi inserida no contrato de concessão uma cláusula que determina investimentos obrigatórios em setores classificados como pesquisa e desenvolvimento (P&D), no montante equivalente a 1% da receita bruta de campos sujeitos ao pagamento de PE.

Por fim, a **taxa de retenção e ocupação** da área funciona como um aluguel pago anualmente pela empresa concessionária. O valor é cobrado por quilômetro quadrado ou por fração da área de exploração. Deve estar previsto no contrato de concessão e seu valor dependerá de características geológicas, da localização da bacia sedimentar e de outros fatores considerados relevantes pela ANP.

O contrato de cessão onerosa apresenta algumas alterações em relação ao regime fiscal de concessão. Esse contrato foi celebrado para um volume pré-determinado de reservas vendidas pela União à Petrobras, correspondente à 5 bilhões de barris, e não altera a previsão de propriedade que consta no sistema de concessões, isto é, os recursos pertencem a Petrobras, que explora essas reservas por sua conta e risco.

Nesse caso, a União decidiu antecipar a arrecadação de recursos através da venda das reservas à Petrobras. Para maximizar o valor cobrado pelo barril de reservas cedido à empresa, a União decidiu não cobrar o bônus de assinatura e abriu mão de taxar a produção futura através de PE. Assim, o *royalty* é o único tributo específico cobrado nesse tipo de contrato.

¹¹ Receita bruta deduzida dos *royalties*, custos de exploração, custos operacionais, depreciação do capital e tributos.

4.2. Compensações Financeiras Específicas do Contrato de Partilha de Produção

De acordo com a lei que instituiu o regime de partilha, o contratado exerce por sua conta e risco as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo, tendo o direito de se apropriar de uma parcela do volume de produção correspondente aos custos de produção e de uma percentagem do excedente em óleo de acordo com os termos estabelecidos em contrato (fator de partilha). O custo em óleo é o termo utilizado para se referir a parte da produção correspondente ao custo operacional e aos investimentos realizados na execução do projeto de E&P. Já o excedente em óleo corresponde à diferença entre a produção total de hidrocarbonetos e as parcelas correspondentes ao custo em óleo e às participações governamentais.

Existem diferenças fundamentais nas alíquotas verificadas no recolhimento de *royalties*, na determinação do bônus de assinatura e na definição de uma nova forma de arrecadação progressiva (o fator de partilha), que na concessão é observada pela participação especial.

Uma distinção importante entre o regime de concessão e o da partilha é a alíquota de *royalties*. Esta, conforme estabelecido na Lei da Partilha, equivale a 15%, enquanto no caso da concessão se situa entre 5% e 10%. Essa diferença, como será observado adiante, é muito significativa ao se analisar o montante de *royalties* arrecadados em um projeto do pré-sal de grandes dimensões.

A grande inovação da forma de arrecadação do governo no regime de partilha é a adoção do chamado fator de partilha, que corresponde à parcela do excedente em óleo que deve ser entregue pelo consórcio para o governo, representado pela PPSA¹². O fator de partilha de referência é definido no leilão dos blocos. O contrato de Libra definiu uma variação desse valor para diferentes cenários de composição de preço e produtividade do poço (ANP,2013). Naqueles em que o preço e a produtividade são maiores (menores) que o do valor de referência, aumenta-se (diminui-se) o fator de partilha, conforme mostra a Tabela 2. Cumpre ressaltar que quedas na produtividade podem compensar elevações do preço no mercado, fazendo com que haja descontos no fator de partilha, e vice-versa. O objetivo

¹² Em 2013, a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) foi criada com o objetivo de representar a União e realizar a gestão dos contratos do pré-sal.

de estabelecer uma oscilação do fator é conferir ao projeto um maior equilíbrio econômico ao longo do tempo.

Tabela 2 – Fator de Partilha do Contrato de Libra para diferentes níveis de preço de petróleo e produtividade.

Preço Brent (US\$/bbl)	De		Barris por Dia por Poço Produtor											
	até	0	4001	6001	8001	10001	12001	14001	16001	18001	20001	22001	24001	>=24000
		4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000	20000	22000	24000		
0	60	OF-26,63%	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%	OF+1,11%	
60,01	80	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	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	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	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	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%	
>=160,00		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%	

OF = Valor Ofertado

Fonte: ANP

4.3. Tributos Gerais

Entre os tributos incidentes sobre o lucro líquido estão o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). O IRPJ tem como base de cálculo o lucro real¹³ presumido, ou arbitrado, correspondente ao período de apuração. Aplica-se uma taxa de 15% mais um adicional de 10%, se o lucro real superar R\$ 240.000,00 por ano ou R\$ 20.000,00 por mês. A CSLL foi criada com o intuito de financiar programas sociais. Sobre ela aplicam-se as mesmas normas de apuração e de pagamento estabelecidas para o IRPJ. A base de cálculo também é representada pelo lucro líquido, sendo a alíquota de 9%.

Entre as contribuições federais sobre a receita bruta estão o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Ambos representam programas mandatórios de acumulação de poupança, financiada por depósitos mensais sobre uma parcela da receita bruta das empresas. Visam direcionar parte da lucratividade do setor para o financiamento do seguro-desemprego e de programas sociais do governo federal.

¹³ O Art. 6º do Decreto-Lei 1.598/77 define o lucro real como o lucro líquido do período de apuração ajustado pelas adições, exclusões ou compensações prescritas ou autorizadas pelo mesmo.

A partir de 2002, ocorreram mudanças na legislação que estabeleceram um sistema não-cumulativo de incidência com o intuito de valorar corretamente o imposto em cada etapa de adição de valor da cadeia produtiva, assim padronizando a metodologia que também é utilizada para cálculo do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS). Desde então é cobrada uma alíquota de 1,65% (PIS) e outra de 7,6% (COFINS). No mesmo processo de mudança legislativa, passou-se a aceitar o cálculo de créditos tributários para futura compensação do PIS/COFINS resultantes de operações¹⁴ especificadas nas leis 10.637/02 e 10.833/03.

Além dos tributos diretos listados acima, os **indiretos** no Brasil são numerosos e elevados. De acordo com Atkinson (1977), a tributação indireta diferencia-se da direta pelo tipo de incidência. Enquanto os impostos diretos incidem sobre características individuais do contribuinte (como renda ou lucro), os tributos indiretos incidem sobre operações, independente das circunstâncias do comprador/vendedor.

Os principais tributos indiretos existentes no país são: i) o imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), ii) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), iii) Imposto de Importação (II), iv) Imposto sobre serviços (ISS).

O IPI é um imposto federal aplicado à importação e manufatura de produtos. O pagamento desse em transações anteriores pode gerar créditos para o abatimento de futuras operações tributáveis. A alíquota utilizada varia conforme o produto, podendo atingir valores maiores que 300% (cigarros, por exemplo). Em média tem-se uma alíquota de 12%. As alíquotas estão dispostas na Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializado (TIPI). A base de cálculo é o preço de venda para transações nacionais e o preço de venda acrescido do Imposto de Importação e demais taxas exigidas (frete, seguro etc) para produtos importados. É importante ressaltar que existe isenção do IPI sobre venda de petróleo e seus derivados.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um imposto de competência dos estados e do Distrito Federal sobre a circulação interestadual e intermunicipal de mercadorias, incluindo as importadas, além de incidir sobre serviços de transporte e de comunicação. Quando a transação envolve dois estados diferentes, a

¹⁴ Entre os tipos de operação que podem levar a crédito de PIS/COFINS estão: crédito de estoques, crédito na aquisição de bens e serviços, crédito de depreciação, crédito de despesas financeiras, crédito de energia elétrica e crédito relativo a devolução de vendas.

alíquota praticada é de 7%, se o comprador estiver em um dos estados das regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste ou no Espírito Santo, ou de 12%, se as compras estão localizadas na região Sul e Sudeste. No caso das transações acontecerem no mesmo estado, ou quando são fruto de importação, a alíquota vigente varia entre 17% e 19%. Alguns produtos e serviços podem estar sujeitos a uma alíquota de 25%. Funciona como um imposto sobre valor agregado, sendo transmitido ao longo da cadeia produtiva. Assim como o IPI, existe isenção no estado de origem sobre movimentações interestaduais de petróleo e derivados, mas não sobre o gás natural.

Por fim, o Imposto sobre Importação (II) é uma tributação federal aplicada sobre a entrada física de bens estrangeiros em território nacional. A base de cálculo é o valor CIF (*cost insurance and freight*) do produto importado e a alíquota média é de 15% para os bens utilizados na indústria de O&G.

O Imposto sobre Serviços é de competência municipal e pago pelo prestador de serviços, recaindo também sobre a importação de serviços internacionais. A base de cálculo é o preço cobrado pelo serviço. A lista de serviços sujeitos ao pagamento do ISS é de responsabilidade federal e incorpora a maioria daqueles prestados na indústria O&G. As alíquotas variam de 2% a 5% dependendo do tipo de serviço e do município em que foi prestado.

4.4. O REPETRO

No contexto da mudança do marco regulatório do setor de O&G nacional, criou-se o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e de Lavra das Jazidas de Petróleo e de Gás Natural (REPETRO) que permite a importação de equipamentos específicos, para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, com a suspensão dos tributos federais¹⁵ (II, IPI, PIS, AFRMM e COFINS), e com redução da alíquota do ICMS¹⁶, com vista

¹⁵ A isenção do pagamento de tributos é permitida desde que a permanência dos equipamentos no país seja temporária (BARBOSA E BASTOS, 2011).

¹⁶ O Repetro é um regime tributário de âmbito federal. Como o ICMS é um imposto de caráter estadual, foi celebrado um convênio (nº 130 de 2007) entre a União e estados facultando a estes a cobrança, ou não, do ICMS no momento do desembaraço aduaneiro, de acordo com os parâmetros estabelecidos no referido documento (BARBOSA E BASTOS, 2011).

a atrair capital estrangeiro para investimentos na exploração e desenvolvimento das reservas de hidrocarbonetos no país (Coelho, 2012).

O REPETRO faz parte de uma política de desenvolvimento industrial em vigor desde 1999 (Lei nº 9.826/99) fundamental para o setor de óleo e gás, regulado pelo Decreto nº 6.759/2009, e aplicado em conformidade com o estabelecido na Instrução Normativa RFB nº 1.415/2013, incentivando o desenvolvimento da indústria e criando condições isonomia tributária. Como diretriz principal, o regime visa a desoneração dos investimentos em E&P de petróleo, alcançando tanto mercado externo como interno.

São considerados regimes aduaneiros especiais aqueles que escapam à regra geral do regime comum de exportação e importação. Também são conhecidos na literatura legal como regimes suspensivos já que configuram isenções tributárias condicionais, cuja fiscalização fica como responsabilidade do controle aduaneiro. Silva (2007) lista as características dos regimes suspensivos que também se aplicam ao REPETRO:

- Exigibilidade tributária suspensa;
- Existência de prazo e condições de permanência da mercadoria no regime;
- Necessidade de obtenção de autorização prévia das autoridades aduaneiras;
- Utilização de sistemas informatizados para controle dos bens durante sua permanência no regime;
- Sujeitam-se à condição resolutiva, ou seja, possibilidade de extinção do contrato após verificação de determinados fatos previstos pelo regime;
- Necessidade de apresentação de projeto para sua aprovação.

Assim, o REPETRO consiste em uma combinação de três outros regimes aduaneiros: i) *drawback* na modalidade suspensão; ii) exportação com saída *ficta*; iii) admissão temporária.

O regime de ***drawback*** no REPETRO consiste na suspensão de tributos incidentes sobre insumos importados para a utilização em produtos industriais que serão futuramente exportados. Funciona, basicamente, como um mecanismo de incentivo à exportação, barateando o custo de produção de bens exportáveis tornando-os mais competitivos no mercado internacional. A indústria nacional de O&G se utiliza deste benefício para a importação de insumos que serão utilizados na fabricação de bens industriais que serão empregados na produção de petróleo e gás em território nacional. A adequação do regime

drawback no âmbito do REPETRO está, portanto, sujeita à aplicação do mecanismo de exportação com saída *ficta*.

A **exportação com saída ficta** do território nacional é aquela em que o produto é negociado e pago em moeda estrangeira, porém não há saída física do território nacional, dessa forma sendo considerado exportado para fins fiscais. A pessoa jurídica estrangeira, que adquire o equipamento, o aluga, arrenda ou afreta para as companhias nacionais utilizarem na produção local. Essa pode ser inclusive uma subsidiária da contratante.

Após a exportação ficta é feita a admissão temporária do bem, regime no qual é permitida a entrada, no país, de mercadorias para propósitos específicos e por um período determinado com a suspensão total ou parcial dos tributos aduaneiros, mediante compromisso de estadia temporária.

Por meio de combinações dos três regimes especiais descritos acima, o REPETRO pode ser utilizado de três maneiras diferentes: i) exportação, com saída *ficta* do território nacional, e posterior concessão do regime de admissão temporária dos bens exportados – aplicável a fornecedores nacionais; ii) exportação *ficta* de partes e peças de reposição de bens que se encontram no regime de admissão temporária; iii) importação, sob o regime de *drawback*, na modalidade suspensão, de insumos para a produção de bens a serem exportados de forma *ficta* – aplicável a fornecedores internacionais.

É importante ressaltar que a concepção do regime é feita de modo a permitir tratamento fiscal isonômico a ser dispensado aos prestadores de serviços e fornecedores, tanto externos como internos.

A regulamentação dos bens passíveis de admissão no REPETRO é dada pelo Anexo I da instrução normativa RFB 1415/2013, podendo ainda ser aplicado a máquinas e ferramentas sobressalentes destinadas a garantir a operacionalidade dos bens listados desde que sua utilização esteja diretamente relacionada à pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural. Os principais bens e serviços da cadeia petrolífera fazem parte da lista de bens “repetráveis” como: árvore de natal molhada; embarcações de apoio; embarcações e outros equipamentos destinados a atividades de pesquisa e aquisição de dados geológicos, geofísicos e geodésicos; sondas de perfuração; rebocadores; *riser* de perfuração e produção de petróleo e unidades de perfuração ou produção de petróleo.

A empresa candidata a admissão no regime deve apresentar um perfil específico (como ser detentora de concessão para exploração de petróleo e possuir controle contábil

informatizado entre outras características), e ainda atender a uma série de requisitos burocráticos para conquistar a habilitação, concedida pela Secretaria da Receita Federal. Após a outorga dessa, a empresa deve permitir o acesso da Receita Federal ao seu sistema de informação e documentações técnicas para que ocorra o monitoramento das aplicações e finalidades dos bens admitidos, podendo ser suspenso o direito quando houver contradições entre os dados.

4.5. Mudanças recentes em tributos incidentes em E&P

No final de 2015, o governador Luiz Fernando Pezão sancionou duas leis com o intuito declarado de aumentar a arrecadação e equilibrar as finanças fluminenses. As leis nº 7.182/15 e 7.183/15 criam dois tributos. Esta impõe a cobrança de ICMS (alíquota de 18%) a todas as operações de transporte do combustível natural desde os poços de perfuração até os depósitos de empresas, enquanto aquela institui a cobrança de uma taxa à razão de UFIR/RJ (R\$ 3,0023) para cada barril de petróleo extraído no Estado, a título de fiscalização ambiental.

Os dois tributos, caso implementados, representam um custo adicional para o setor de petróleo e gás que pode passar de R\$ 20 bilhões anuais e trarão efeitos sobre a viabilidade dos investimentos em projetos localizados no Estado. Essas leis tiveram sua constitucionalidade questionada e aguardam uma definição do Poder Judiciário sobre sua validade.

No plano federal uma questão fundamental para a competitividade do setor petrolífero nacional é aplicação do REPETRO. Este regime especial vem sendo ameaçado por dois problemas básicos. Por um lado, ele foi implementado através de instrumentos jurídicos frágeis¹⁷, que podem ser modificados facilmente.

Também preocupa a indústria a incerteza quanto a prorrogação do REPETRO, que, atualmente, possui o período de vigência limitado até 31 de dezembro de 2020. Findo esse prazo, todo e qualquer equipamento admitido sob o regime do REPETRO, necessário às atividades de E&P de petróleo, produzido no País ou fora dele, sofrerá um acréscimo

¹⁷ A vigência do Repetro se baseia em Instrução Normativa da Receita Federal e resoluções das Secretarias de Fazenda dos estados, instrumentos jurídicos que podem ser revogados apenas por decisão do Executivo.

expressivo correspondente aos tributos suspensos¹⁸, atingindo tanto o investimento nos projetos atuais (englobando inclusive alguns campos em produção) e suas respectivas projeções econômicas originais efetuadas, como também projetos futuros.

A revisão do marco regulatório do setor petrolífero nacional, após as descobertas do pré-sal, criou um ambiente político propício ao questionamento da renúncia fiscal associada ao regime REPETRO. Mais recentemente, a crise fiscal dos estados representa um desafio adicional ao REPETRO¹⁹. A ameaça que paira sobre o regime está ligada à sua extinção pela não renovação ou, caso seja renovado, a sua desfiguração através de alterações de isenções de alguns impostos ou mudanças na lista dos produtos “repetráveis”.

Em fevereiro de 2016, o Governo Federal anunciou a intenção de renovar o REPETRO por mais 20 anos, porém esta disposição ainda não foi implementada. Por conta disso, recaem sobre a indústria de petróleo inúmeras dúvidas e incertezas a respeito da continuidade do REPETRO após 31 de dezembro de 2020, cujo resultado prático tem sido a paralisação de projetos de desenvolvimento de descobertas, os quais estão aguardando, entre outras medidas, uma definição quanto ao regime fiscal, necessária para subsidiar a tomada de decisão de investimento.

De toda forma, caso seja renovado, a fragilidade dos instrumentos jurídicos utilizados na implementação do REPETRO continuará a representar uma constante ameaça de mudanças em aspectos básicos do regime. Portanto, os investidores no setor de petróleo nacional convivem com uma incerteza importante quanto ao efetivo nível do *government take* no Brasil. O risco de elevação dos impostos tende a ser considerado nas avaliações de projeto, o que acaba reduzindo a atratividade dos mesmos.

Pelo apresentado acima, podemos afirmar que o regime fiscal Brasileiro é extremamente complexo, com aplicação de muitos tipos de impostos regressivos e muito pouco flexível. A complexidade do regime fiscal brasileiro se deve à utilização de dois tipos de contratos (concessão e partilha), com aplicação um grande número de impostos indiretos e um sistema de isenções de difícil implementação. Além disto, tanto no contrato de concessão

¹⁸ A título de exemplo para as sondas de perfuração chega à ordem de 47%

¹⁹ Um dos argumentos apontados é a distorção em relação ao tratamento dado para insumos domésticos e estrangeiros. Apesar do Repetro prever isenção fiscal semelhante para ambos, na prática a isenção de ICMS é de responsabilidade estadual e não vem sendo concedida para equipamentos domésticos, diminuindo assim sua competitividade frente aos insumos importados (MARZANI, ET AL, 2003).

quanto no contrato de partilha é necessário apurar e se controlar os custos para determinar os impostos a serem pagos. No caso da concessão isto na apuração das Participações Especiais e na partilha na determinação da parte do governo do lucro em óleo.

A utilização de uma única alíquota de royalties para qualquer nível de preço de petróleo e a incidência de um grande número de impostos indiretos torna o regime fiscal brasileiro regressivo. Ou seja, a atratividade dos projetos se reduzem muito quando o preço do petróleo cai. Por fim, existe pouca flexibilidade do regime fiscal em termos da sua adaptação à diferentes características dos projetos de E&P. Por exemplo, a exploração de gás natural e petróleo é taxada da mesma forma.

5. Government Take e a Competitividade do E&P no Brasil

Para avaliar o impacto do *government take* na atratividade de investimentos e sua composição em projetos de E&P no Brasil, utilizamos o modelo *Upstream* GEE/IBP, desenvolvido pelo Grupo de Economia da Energia em parceria com o IBP. O modelo consiste em uma simulação do fluxo de caixa de projetos típicos em ambientes distintos de exploração e produção de petróleo e gás e sob diferentes regimes fiscais (Almeida *et. al.*, 2016).

Para refletir melhor as diversidades dos projetos de E&P no *offshore* brasileiro, seguimos a mesma metodologia do Texto de Discussão do GEE/IBP "Custos e Competitividade do E&P no Brasil" (Almeida *et. al.*, 2016) e realizamos as simulações em três ambientes: pré-sal, pós-sal grande porte e pós-sal pequeno porte. Para o ambiente pré-sal, consideramos um campo com reserva total de 5 bilhões de barris de petróleo que opera em regime de partilha. Os parâmetros da partilha são os mesmo da licitação de Libra, exceto o bônus de assinatura que foi considerado em US\$ 2 bilhões²⁰. Para o pós-sal grande porte, um campo de 500 milhões de barris operando em concessão, com bônus de assinatura de US\$ 250 milhões. Para o pós-sal pequeno porte, 150 milhões de barris com bônus de assinatura de US\$ 75 milhões, também operado em regime de concessão. Os valores de CAPEX e OPEX

²⁰ No leilão de Libra, o bônus de assinatura foi de R\$ 15 bilhões, cerca de US\$ 7,5 bilhões no câmbio da época.

para cada ambiente foram baseados em pesquisa da equipe de trabalho com agentes da indústria²¹ e são apresentados na

Tabela 3.

Tabela 3 - Estimativa de custos de projetos de E&P no Brasil – US\$/barril

	Pré-sal 5000 MMbl	Pós-sal 500 MMbl	Pós-sal 150 MMbl	Pré-sal capex reduzido
Capex	8,9	13,7	22,4	8,3
Opex	10,0	8,0	15,0	10,0

Nota: O Capex utilizado nesse estudo considera os gastos decorrentes da cláusula de P&D. Em nosso estudo anterior sobre custos e competitividade, esses gastos não foram computados como CAPEX, o que explica a diferença de valores.

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Em abril de 2016, a Petrobras anunciou a redução do custo de extração do pré-sal para US\$ 7,60/barril (Medeiros, 2016). Como nossa metodologia inclui custos que não são contemplados na análise da Petrobras²², optamos por incorporar uma simulação adicional com a redução do custo de capex no projeto do pré-sal para US\$ 8,30.

5.1. Impactos na Atratividade

As alterações tributárias têm forte impacto na atratividade de projetos de E&P brasileiros. Estimamos o impacto da não renovação do REPETRO, bem como da criação de taxa de fiscalização (TFPG)²³ e ICMS sobre a produção de petróleo, medidas que foram adotadas

²¹ Esses valores não incorporam a trajetória recente de redução de custos. Estimativas da IHS para o caso Norte-americano apontam em reduções de 25% no Capex e de 13,5% no Opex desde 2014. No entanto, a complexidade de projetos brasileiros dificulta que projetos domésticos experimentem a mesma trajetória (Almeida *et. al.*, 2016).

²² Optamos por incluir os custos relacionados à cláusula de P&D no CAPEX dos projetos. Em análises integradas, como da Petrobras, esses custos não são considerados na composição de cada projeto.

²³ Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização Ambiental das Atividades de Pesquisa, Lavra, Exploração e Produção de Petróleo e Gás (TFPG).

recentemente no estado do Rio de Janeiro. Dessa forma, simulamos os seguintes cenários para os três ambientes de produção:

- 1) Referência – Continuidade do Repetro e sem impostos novos
- 2) Sem Repetro – Repetro não renovado e sem novos impostos
- 3) Com ICMS e TFPG - Continuidade do Repetro e com ICMS sobre produção e taxa de fiscalização de petróleo e gás
- 4) Todas as maldades - Repetro não renovado e com novos impostos

A atratividade dos projetos nos três ambientes nos diferentes cenários fiscais é avaliada através da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do preço de *break-even*. Para o cálculo da TIR, consideramos preço do barril de US\$ 70/barril. Esse nível de preços foi escolhido para facilitar a comparação da atratividade entre os ambientes e não reflete a previsão da equipe de pesquisa para o preço de petróleo no horizonte do projeto.

O preço de *break-even* corresponde ao preço do petróleo suficiente para remunerar os custos dos projetos, o *government take* e gerar um retorno de 10% sobre o capital investido. É importante salientar que o preço de *break-even* é bastante influenciado pelo tempo entre a realização dos investimentos e bônus e o início da produção.

No caso de projetos no pré-sal, a TIR encontrada foi de 11,6% e o *break-even* US\$ 64,21/barril, para o caso de referência (Tabela 4). A extinção do REPETRO implicaria na redução da TIR para 9% e no aumento do preço de *break-even* para US\$ 74,38/barril, ou seja, o preço que viabiliza um projeto no pré-sal sem o regime aduaneiro especial é significativamente superior aos patamares de preços do petróleo observados atualmente.

Os projetos no pré-sal que operam em regime de partilha são muito impactados pela aplicação do ICMS na produção de O&G. O ICMS e a TFPG não são previstos na composição do *cost oil* e o consórcio operador comprometeria sua participação no lucro em óleo. Nesse caso, a TIR cai para 2,6% e um projeto em regime de partilha só se tornaria viável com um preço do petróleo superior a US\$ 120/barril, algo bastante improvável na atual conjuntura do setor.

O cenário será mais desfavorável combinando o fim do REPETRO e a aplicação de ICMS e TFPG. Nesse caso, o pré-sal só seria atrativo para impensáveis preços de petróleo de US\$ 150/barril.

Tabela 4 - Impacto de alterações tributárias na atratividade de projetos no Pré-sal

	Atratividade	
	TIR	Break-even (US\$/barril)
Referência	11,6%	64,21
Sem REPETRO	9,0%	74,38
Com ICMS e TFPG	2,6%	122,98
Todas as Maldades	1,3%	151,47

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Nota: A TIR foi calculada a partir de um preço do petróleo de US\$ 70/barril. O preço de *break-even* inclui retorno de 10% sobre o capital investido.

Os projetos de grande porte do pós-sal são mais atrativos em nossas simulações. No caso de referência, a TIR foi de 13,4% e o preço de *break-even* de US\$ 59,28/barril. O fim do regime do REPETRO colocaria o *break-even* em US\$ 67,38/barril. A taxa de ICMS e TFPG é menos relevante no regime de concessão. No entanto, os projetos só seriam atrativos com as alterações tributárias, caso o preço do petróleo alcance níveis bastante superiores aos atuais e as projeções de médio prazo.

Tabela 5 - Impacto de alterações tributárias na atratividade de projetos no Pós-sal de grande porte.

	Atratividade	
	TIR	Break-even (US\$/barril)
Referência	13,4%	59,28
Sem REPETRO	10,8%	67,38
Com ICMS e TFPG	8,5%	75,07
Todas as Maldades	5,7%	85,19

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Nota: A TIR foi calculada a partir de um preço do petróleo de US\$ 70/barril. O preço de *break-even* inclui retorno de 10% sobre o capital investido.

Os projetos de pequeno porte do pós-sal têm muita dificuldade para se viabilizarem no cenário atual da indústria de petróleo. As alterações tributárias agravam a situação, colocando o preço de *break-even* em patamares superiores a US\$ 100/barril. Para esses projetos, é necessário reduzir significativamente os custos de produção para torná-los atrativos (Almeida, *et. al.*, 2016). Podemos afirmar que o nível e o formato do *government take* no Brasil não são compatíveis para projetos com essas características.

Tabela 6 - Impacto de alterações tributárias na atratividade de projetos no Pós-sal de pequeno porte.

	Atratividade	
	TIR	Break-even (US\$/barril)
Referência	2,7%	86,52
Sem REPETRO	-	107,84
Com ICMS e TFPG	-	114,93
Todas as Maldades	-	128,55

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Nota: A TIR foi calculada a partir de um preço do petróleo de US\$ 70/barril. O preço de break even inclui retorno de 10% sobre o capital investido.

Considerando a redução de custos para projetos do pré-sal, a rentabilidade é um pouco superior. No cenário de referência, a TIR alcançou 12,5% e o preço de *break-even* é de US\$ 61/barril. Nos cenários com novos impostos, projetos do pré-sal continuam não atrativos mesmo com custos menores.

Tabela 7 - Impacto de alterações tributárias na atratividade de projetos no Pré-sal com custos reduzidos

	Atratividade	
	TIR	Break-even (US\$/barril)
Referência	12,5%	61,05
Sem REPETRO	9,9%	70,35
Com ICMS e TFPG	3,5%	114,34
Todas as Maldades	1,9%	143,08

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Nota: A TIR foi calculada a partir de um preço do petróleo de US\$ 70/barril. O preço de *break-even* inclui retorno de 10% sobre o capital investido.

5.2. Composição do *Government Take*

Essa seção estima o *government take* nos três ambientes: pré-sal, pós-sal de grande porte e pós-sal de pequeno porte²⁴. Nos cálculos, foi utilizada a premissa do preço do barril de petróleo a US\$ 70/barril²⁵. Em função dos diferenciais de regime fiscal e de custo, a composição do *government take* apresenta particularidades em cada ambiente.

O Gráfico 2 apresenta as composições do preço do petróleo e do *government take* correspondentes a um projeto no ambiente do pré-sal. Custos de capex e opex representam US\$ 9/barril e US\$ 10/barril, respectivamente. A remuneração do consórcio operador (*company take*) é US\$ 15/barril. O *government take*, por outro lado, corresponde a aproximadamente metade do preço considerado do barril, isto é, US\$ 36.

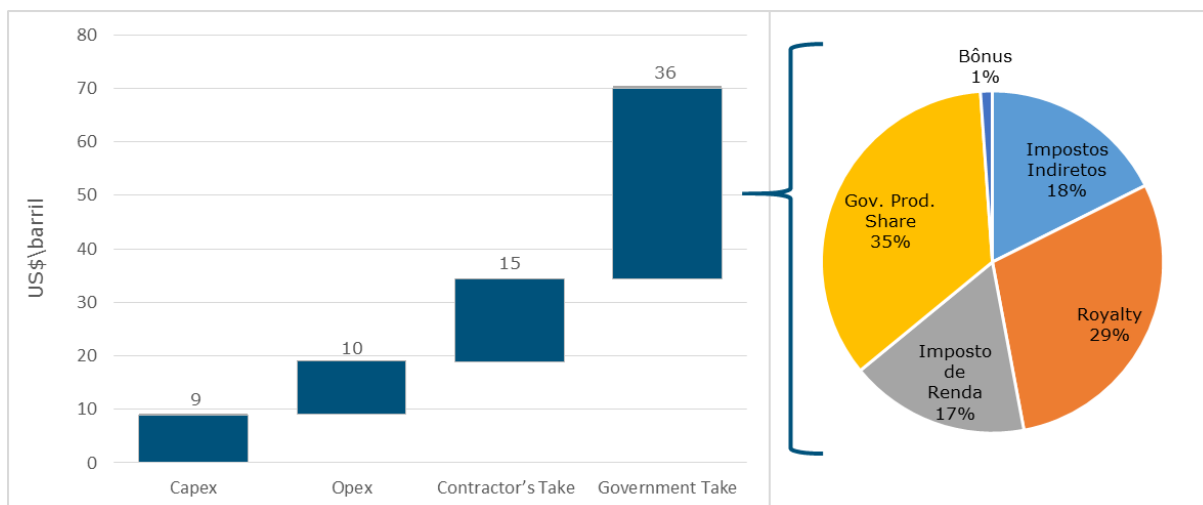
A parcela do governo em óleo constitui a maior parte do *government take*, 35%, enquanto os *royalties* totalizam 29%. Impostos indiretos²⁶ aplicados aos equipamentos e serviços equivalem a 18% e o imposto de renda somado à CSLL, 17%. O bônus de assinatura, que totaliza US\$ 2 bilhões, representa 1% do *government take*.

²⁴ Optamos por não incluir o gráfico com a situação do pré-sal com custos reduzidos. A composição é bastante semelhante à apresentada do pré-sal.

²⁵ O patamar de preço foi adotado por permitir remuneração positiva do capital em todos os ambientes contemplados na análise.

²⁶ Optou-se por considerar a parcela de impostos indiretos na composição do *government take*, assim os valores de capex e opex apresentados estão livres de impostos. Os impostos considerados são: ISS, CIDE, IPI, ICMS, Cofins, PIS, Imposto de Importação e IR.

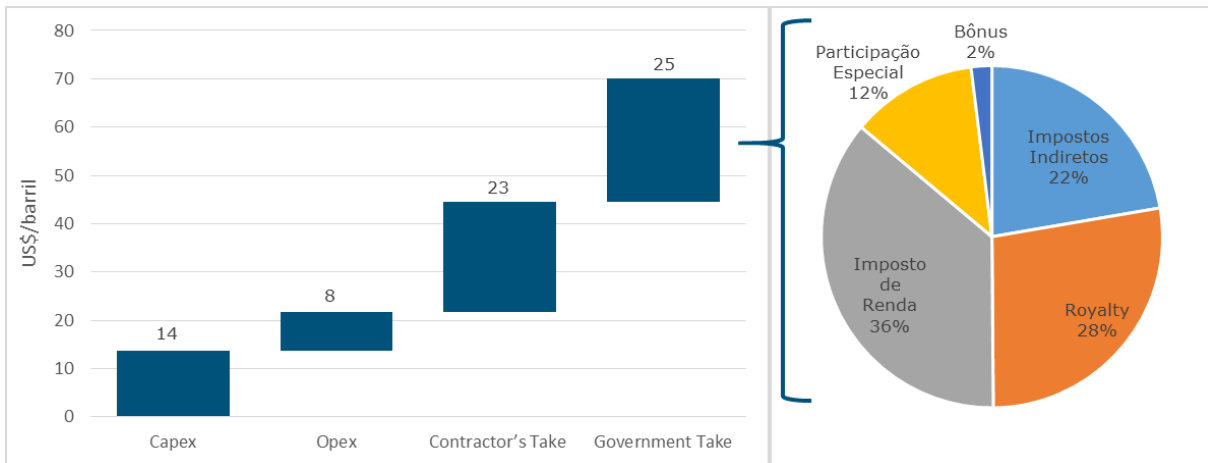
Gráfico 2 - Composições do preço do barril e do *government take* em um projeto do pré-sal de 5 bilhões de barris no cenário de referência.



Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*.

No ambiente do pós-sal de grande porte, os patamares de custos são semelhantes ao pré-sal. No entanto, o regime de concessão implica em maior retorno para as operadoras, enquanto no pré-sal, o regime de partilha resulta em maior participação governamental, como mostra o Gráfico 3). Os custos, neste caso, somam US\$ 22/barril. O *contractor's take* é de US\$ 23/barril e o *government take* é US\$ 25/barril. O imposto de renda representa mais de um terço do *government take* e o *royalty* é a segunda parcela mais significativa (28%).

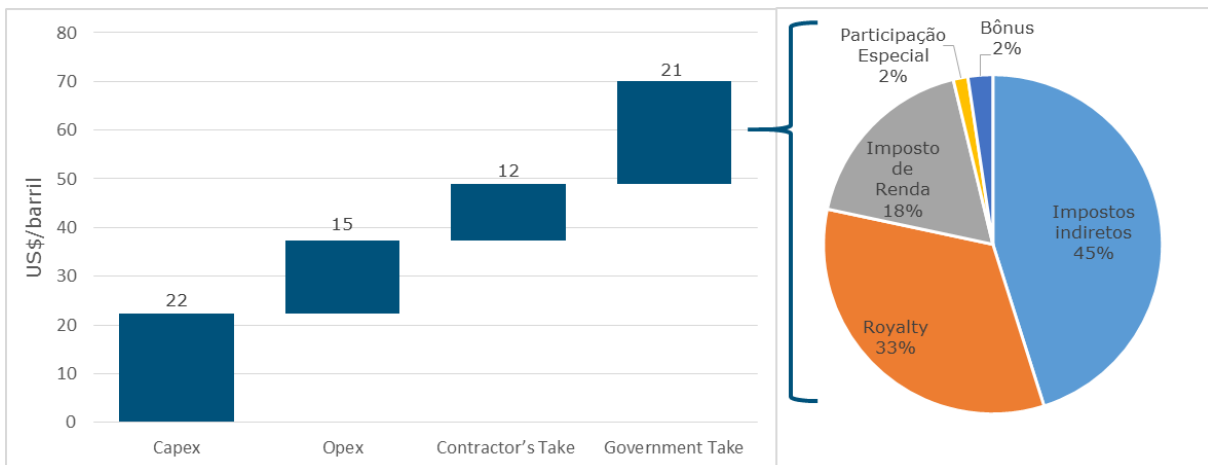
Gráfico 3 - Composições do preço do barril e do *government take* em um projeto do pós-sal de 500 milhões de barris no cenário de referência.



Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-Upstream.

No projeto de pós-sal de pequeno porte, os custos unitários são ainda mais elevados, o capex totaliza US\$ 22/barril e o opex US\$ 15/barril. A remuneração das operadoras é de apenas US\$ 12/barril. Dos US\$ 21/barril de *government take*, 45% correspondem a impostos indiretos, fruto dos custos elevados. Participações especiais significam apenas 2% da arrecadação, como indicado no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Composições do preço do barril e do *government take* em um projeto do pós-sal de 150 milhões de barris no cenário de referência.



Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-Upstream.

6. Conclusões

Este texto para discussão avaliou os incentivos e barreiras do regime fiscal do setor de petróleo e gás brasileiro, buscando identificar os impactos para a competitividade dos investimentos no país. A forte redução dos preços do petróleo, após 2014, provocou uma queda muito importante dos investimentos em E&P no mundo, gerando uma forte disputa entre os países pelos investimentos estrangeiros.

A profunda crise pela qual atravessa a Petrobras torna esta questão muito relevante para o caso brasileiro. A capacidade de recuperação da indústria nacional de petróleo vai depender justamente da capacidade do país para atrair investimentos privados para o setor, disputando estes recursos com outras fronteiras geológicas internacionais. Essa habilidade dependerá essencialmente do nível de atratividade econômica dos projetos, que é fundamentalmente influenciado pelo regime fiscal aplicado no setor.

O regime fiscal de E&P de O&G compreende todos os impostos e taxas aplicadas sobre o setor, que define a repartição da renda petrolífera entre Estado e empresas investidoras. Este trabalho avaliou as tendências de evolução recente dos regimes fiscais e, particularmente, do nível de *government take*, em função da dinâmica dos preços do petróleo. Esta análise mostrou que a elevação dos preços, entre 2000 e 2014, foi acompanhada por um forte alargamento na participação dos governos na renda petrolífera. Entretanto, com a queda abrupta cotação internacional do petróleo, a partir de novembro de 2014, a maioria dos países que introduziram mudanças no regime fiscal, aumentaram sua atratividade na disputa pelos investimentos no setor através de redução do nível de *government take* e introdução de incentivos setoriais.

O Brasil, por sua vez, vem optando com um caminho inverso da tendência mundial de redução do *government take*. Não apenas não se reduziram os impostos setoriais, como foram criadas novas tributações que poderão colocar o país em condições muito desfavoráveis na atração de novos investimentos. No plano estadual, o estado do Rio de Janeiro, onde a maioria dos projetos do setor estão localizados, decidiu criar dois tributos com forte impacto potencial para a atratividade dos projetos no setor. No plano federal, ainda persiste a incerteza quanto à renovação do REPETRO em 2019, que representa o principal incentivo fiscal do setor de E&P no Brasil, com impacto significativo sobre a competitividade dos projetos.

Foram avaliados também os impactos potenciais da criação dos novos impostos e de uma possível não renovação do REPETRO sobre a viabilidade dos projetos de E&P no Brasil. Esta análise mostrou que a elevação do *government take* associada a estes eventos tornaria os projetos inviáveis economicamente. Caso isto aconteça, o Brasil deixaria de ter capacidade de disputar investimentos na indústria de O&G.

Este estudo mostrou também que as participações governamentais quase sempre representam o principal custo dos projetos de E&P no Brasil. A única exceção seriam os projetos de pequenos campos com elevado custo e baixa atratividade. A análise da composição das participações governamentais indicou também que os impostos indiretos representam uma grande parcela da arrecadação do governo. Mesmo com a aplicação do REPETRO, há uma grande carga tributária sobre os investimentos. Ressalte-se que esta não é uma prática comum na indústria mundial, onde, geralmente, concentra-se a taxaço sobre a produção de O&G.

Conclui-se assim que o Brasil tem de endereçar o mais rapidamente possível os obstáculos fiscais para recuperação da atratividade dos projetos de E&P no Brasil. No curto prazo, é importante solucionar a questão da prorrogação do REPETRO e afastar a possibilidade da criação dos novos impostos estaduais que hoje ameaçam os projetos. Entretanto, esta agenda de curto prazo, deveria ser apenas o início de um grande debate sobre ajustes necessários no regime fiscal do Brasil para torna-lo mais atrativo e resiliente aos ciclos do preço do petróleo. Existe, portanto, uma agenda de médio e longo prazo associada à busca de aprimoramentos do regime fiscal brasileiro através da redução da regressividade e da complexidade, além a busca da uma maior flexibilidade do regime.

O aprimoramento do regime fiscal brasileiro deve permitir a maximização da parcela de renda a ser absorvida pela sociedade, ao mesmo tempo em que propicie rentabilidade suficiente para atrair os investimentos de forma sustentável em todos os segmentos da indústria de petróleo. Neste sentido, é fundamental um debate honesto e transparente sobre a qualidade e atratividade do regime, visando garantir as condições para a retomada dos investimentos no setor de petróleo brasileiro.

7. Referências Bibliográficas

- ALBERTA GOVERNMENT (2016). Alberta's Modernized Royalty Framework Overview. Canada.
- ALMEIDA, E.; ARAÚJO, L. (2007). "Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileiros", Parte II - Petróleo. In: Ronaldo Goulart Bicalho. (Org.). *Ensaio sobre Política Energética*, Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, p. 136-143. 2007
- ALMEIDA, Edmar; Losekann, L; Prade, Y.; Botelho, F. e Nunes, L. (2016). "Custos e Competitividade do E&P No Brasil". *Texto para Discussão IBP – 1/2016*. Disponível em: http://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/05/TD-IBP_GEE_Custos-e-Competitividade-EP-no-Brasil.pdf.
- ANP (2013). "Edital de Licitação para a Outorga do Contrato de Partilha de Produção. Disponível em http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Minuta_Edital/minuta_edital_autorizada_09072_013.pdf.
- ARGENTINA (2014a). Resolución N° 804 del 22 de octubre de 2014. Disponível em: <http://ftp2.errepar.com/bo/2014/10/22-10-2014.pdf>.
- ARGENTINA (2014b). Ley N° 27.007 del 31 de octubre de 2014. Disponível em: http://www.iesc.gov.ar/iesc/Include/documents/legales/H_ley_27007_modif_17319.pdf.
- ARGENTINA (2016). Decreto N° 206 del 11 de marzo de 2016. Disponível em: <https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/142037/20160311>.
- ATKINSON, A. B (1977). Tributação ótima e a controvérsia Imposto Direto versus Indireto. 10 ed. [S.l.: s.n.], p. 590-592.
- BACKER HUGHES (2016). *Rig Count & Count Overview & Summary Count*. Disponível em: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsoverview>
- BAINES, S. e SYER, T (2015). Newfoundland and Labrador's New Royalties Regime. Osler Consultin. Disponível em: <https://www.osler.com/en/resources/regulations/2015/newfoundland-and-labrador-s-new-royalty-regime>.

- BARBOSA E BASTOS (2001). "Impactos da tributação nas atividades de E&P em águas profundas no Brasil". In: A regulação em petróleo e gás natural. Rio de Janeiro: Ed. Komedi.
- BOLIVIA (2015). Ley N° 767 del 11 de diciembre de 2015. Disponível em: <<http://faolex.fao.org/docs/pdf/bol150736.pdf>>.
- CAMARA ARGENTINA DE LUBRICANTES (2015). Resolución N° 1077 del 31 de diciembre de 2014. Disponível em: <<http://www.cal.org.ar/noticias-nueva/>>.
- COELHO, Aislan de Souza (2012). *O REPETRO e suas implicações na tributação do setor petrolífero nacional*. Disponível em: <<http://www.egov.ufsc.br/portal/sites/default/files/anexos/21149-21150-1-PB.pdf>>.
- COLOMBIA (2015). Ley N° 1753 del 9 de junio de 2015. Disponível em: <<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKewi565znltpNAhWHiZAKHVGxADgQFggeMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.mincit.gov.co%2Fdescargar.php%3Fid%3D76359&usg=AFQjCNFWI55WI83Wsq9ootx1DIfnqc1NuQ>>.
- COMMONWEALTH SECRETARIAT & ICMM (2009). "Minerals Taxation Regimes: A review of issues and challenges in their design and application". In : *The Challenge of Mineral Wealth: using resource endowments to foster sustainable development*. Disponível em <<https://www.icmm.com/document/520>>.
- DANIEL, P. et. al. (2010). *The taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. International Monetary Fund.
- DELOITTE (2015). Oil Prices in Crisis: Considerations and Implications for the Oil and Gas Industry. Disponível em: <<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energyresources/us-oil-prices-in-crisis-considerations-and-implications-for-the-oiland-gas-industry-02042015.pdf>>.
- EY (2014). Global oil and gas tax guide 2014. Disponível em: <<http://www.ey.com/GL/en/Services/Tax/Global-tax-guide-archive>>.

- EY (2015a). Global oil and gas tax guide 2015. Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide/\\$FILE/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide/$FILE/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide.pdf)>.
- EY (2015b). Taxation in the Russian oil sector: learning from global fiscal perspectives. Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-taxation-in-the-russian-oil-sector-learning-from-global-fiscal-perspectives/\\$FILE/ey-taxation-in-the-russian-oil-sector-learning-from-global-fiscal-perspectives.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-taxation-in-the-russian-oil-sector-learning-from-global-fiscal-perspectives/$FILE/ey-taxation-in-the-russian-oil-sector-learning-from-global-fiscal-perspectives.pdf)>.
- HENDERSON James (2015). Key Determinants for the Future of Russian Oil Production and Exports. Oxford Institute for Energy Studies. OIES Paper WPM58.
- IHS CERA (2011). Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System. Bureau of Ocean Energy Management. Disponível em: <<http://www.boem.gov/Oil-and-Gas-Energy-Program/Energy-Economics/Fair-Market-Value/CERA-Final-Report.aspx>>.
- INFOBAE (2015). El petróleo baja, pero la Argentina tiene el crudo más caro del mundo. Disponível em: <<http://www.infobae.com/2015/08/26/1750839-el-petroleo-baja-pero-la-argentina-tiene-el-crudo-mas-carro-del-mundo/>>.
- JOHNSTON, D. (1994) *International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts*. Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- JOHNSTON, D. (2004). Higher prices lower *government take*? *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*. Vol. 23, No. 3, pp 98-104.
- JOHNSTON, D. (2007). How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts in *Escaping the Resource Curse*, Humphreys, M., Sachs, J.D., Stiglitz, J.E., eds. (New York, Columbia University Press.
- JOHNSTON, D. (2008). International Petroleum Fiscal Systems. *UNDP discussion paper n. 6: Fueling poverty reduction*.
- KPMG (2011). *A guide to Brazilian oil and gas taxation. Brasil. 2011*. Disponível em: <http://www.kpmg.com/BR/PT/Estudos_Analises/artigosepublicacoes/Documents/ENR/Oil-Gas-out11-ing.pdf>. Acesso em 13 de junho de 2012.
- MANSOUR M. e NAKLHE C. (2016). Fiscal Stabilization in Oil and Gas Contracts: Evidence and Implications. Oxford Institute for Energy Estudios, OIES PAPER: SP 37.

- MARTEN I. WHITTAKER P. e DE BOUNO A. (2015). *Government take* In Upstream Oil and Gas: framing a more balanced dialogue. BCG Perspectives. Disponível em: <<https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-government-take-upstream-oil-gas/>>.
- MARZANI, Bianca Santos, FURTADO, André Tosi, GUERRA, Sinclair Mallet-Guy (2003). *Novo contexto de abertura do mercado brasileiro de petróleo e os fornecedores locais: a criação do REPETRO*. In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/8003.pdf>>. Acesso em 13 de junho de 2012.
- MEDEIROS, Gabriela (2016), *Barril no pré-sal sai hoje a US\$ 7,6*. Revista Brasil Energia. Julho de 2016.
- MEXICO (2014). Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos del 11 de agosto de 2014. Disponível em: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_010416.pdf>.
- NATIONAL ENERGY BOARD (2015). Estimated Production of Canadian Crude Oil and Equivalent. Disponível em: <<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndprlmpdct/stt/stmtdprdctn-eng.html>>.
- NRGI - NATURAL RESOURCE GOVERNANCE INSTITUTE (2015). "Fiscal Regime Design What Revenues the Government Will be Entitled to Collect". *NRGI Reader*, março.
- NYSVEEN, Magnus e WEI, Leslie, (2015). *Offshore vs. Shale. Which will Prevail in the Long Term*. Oil and Gas Journal. <www.ogj.com/articles/print/volume-12/issue-4/features/offshore-vs-shale.html>.
- OPEP (2016). World Oil Outlook – WOO. Disponível em <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202015.pdf>.
- PINTO JR ET AL (2007). *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier.
- PINTO JR.; TOLMASQUIM. (2011). *Marcos regulatórios da indústria mundial de petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia: EPE.
- RYSTAD ENERGY (2016). Saudi Arabia and Russia show highest reduction in government income from oil and gas. Fevereiro de 2016. Disponível em:

<<http://www.rystadenergy.com/AboutUs/NewsCenter/PressReleases/saudi-arabia-and-russia-show-highest-reduction-in-government-income-from-oil-and-gas>> .

SACHS, L; *et. al.* (2013). "Impacts of fiscal reforms on country attractiveness: learning from the facts". In. Sourvant, K. *Yearbook on International Investment Law & Policy 2011-2012*. Disponível em <http://ccsi.columbia.edu/files/2013/11/Impacts_of_Fiscal_Reforms_on_country_attractivness-Website1.pdf>.

SERRA, Rodrigo (2005). Contribuição para o debate acerca da distribuição dos royalties petrolíferos no Brasil. Tese de doutorado. Unicamp: Campinas, 2005.

SILVA, Tom Pierre Fernandes Da. (2007). *REPETRO - Regime aduaneiro especial de importação e exportação de bens destinados à pesquisa e lavra de petróleo e gás: análise dos entraves e propostas de soluções*. [Dissertação de Mestrado em Gestão Empresarial]. Fundação Getúlio Vargas.

TRINIDAD AND TOBAGO (2016). 2016 MID YEAR BUDGET REVIEW. Ministry of Finance. Disponível em: <<http://www.finance.gov.tt/wp-content/uploads/2016/04/2016-Mid-year-Budget-Review.pdf>> .

TRONFI, Ana (2015). Chubut: por la baja en el precio del petróleo, anuncian medidas de promoción para el sector. Diario la Nación. Argentina. Disponível em: <http://www.lanacion.com.ar/1759602-chubut-por-la-baja-en-el-precio-del-petroleo-anuncian-medidas-de-promocion-para-el-sector>

UK (2016). Oil and gas taxation: reduction in Petroleum Revenue Tax and supplementary charge. Policy Paper. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/oil-and-gas-taxation-reduction-in-petroleum-revenue-tax-and-supplementary-charge/oil-and-gas-taxation-reductionin-petroleum-revenue-tax-and-supplementary-charge>> .

WEIJERMARS, Ruud , CLINT, Oswald e PYLE, Lain (2014). "Competing and partnering for resources and profits: Strategic shifts of oil Majors during the past quarter of a century". *Energy Strategy Reviews*, n.3, 72-87.

WOOD MACKENZIE (2015). Back To the Future as oil prices move, will fiscal terms follow: a perspective form Wood MacKenzie Consulting. Disponível em:

<<http://warrenbusinessconsulting.com/wp-content/uploads/2016/02/WoodMac-on-Fiscal-Terms.pdf>>.

WOOD MACKENZIE (2016). Five essential points about Iran's IPC projects. Disponível em:

<<http://www.woodmac.com/analysis/Five-essential-points-about-Iran-IPC-projects>>.