

5 Regimes de taxação do petróleo

As principais características da exploração e produção do petróleo: alta contribuição para a geração da renda econômica do país, alto custo de exploração e operação e variação no preço do petróleo ao longo do tempo; fazem com que a escolha do seu regime de taxação apresente alguns desafios. Além dos pontos citados existe também o fato de que é através do regime de taxação escolhido que é feita a distribuição, entre o governo e os agentes privados, da renda econômica gerada.

Tanto o governo como os agentes particulares buscam maximizar seus lucros, e isso gera um *trade-off* entre pontos de vistas diferentes. Sendo assim a arte da taxação segundo o ministro francês *Jean –Baptise Colbert* é: “*the art of taxation consistis in so plucking the goose as to obtain the largest amount of feathers with the least possible amount of hissing*” (Fonte: *Petroleum Taxation*, Carole Nakhle. pg:2).Caso o governo determine um regime com uma taxação muito alta a participação dos agentes particulares na renda gerada através da exploração e produção será baixa, e estes serão desestimulados a investir no projeto. Por outro lado, caso a taxa seja muito baixa a participação do governo, o dono do recurso, será baixa. O desafio que os governos enfrentam é encontrar um regime de taxação para o petróleo que, ao mesmo tempo, gere renda econômica satisfatória para ele e não desestimule os investidores particulares.

As principais funções da taxação do petróleo, do ponto de vista do governo, são:

1. Financiar as despesas do governo: a renda gerada pela taxação do petróleo é uma das principais fontes de renda do governo gerando receita para financiar a educação, saúde e outros serviços.
2. Distribuição dos benefícios: “*The art of government consists in taking as much money as possible from one party of citizens to give the other* “– *Voltaire. 1764*” (Fonte: *Petroleum Taxation*, Carole Nakhle. pg.8).

3. A gestão da demanda: em países aonde o custo de produção é muito baixo o preço de venda do petróleo também será muito baixo. Nesses casos o governo pode fazer uma taxação indireta no ponto de compra, visando desestimular o desperdício de energia e neutralizar as distorções nas decisões de investimento.
4. Controle da poluição: um dos instrumentos utilizados para controlar a poluição pode ser a utilização de taxas, as chamadas taxas verdes sobre a emissão de CO₂.

5.1. Características de um regime de taxação

Para que um regime de taxação seja considerado eficiente é necessário que ele possua algumas características e qualidades.

1. Eficiência: este critério está relacionado à posição social ótima, ou seja, qual o impacto que a taxação do petróleo tem sobre a distribuição dos recursos na sociedade. Uma taxa eficiente não reduz a capacidade produtiva na economia e não cria distorções na alocação dos recursos (não favorece uma indústria ou tipo de investimento em detrimento de outro).

2. Neutralidade: a neutralidade é alcançada quando o regime de taxação não interfere nas decisões de investimento e nem nas decisões operacionais, ou seja, uma taxa neutra não desvia a sociedade do seu social ótimo e não muda as decisões de consumo, investimento, negociação ou produção. Na área de petróleo uma taxa neutra não altera as decisões dos investidores em relação ao desenvolvimento de campos de exploração e não altera *rankings* de projetos. Ou seja, caso um projeto seja mais atrativo que outro sem a taxação, ele continuará sendo depois da mesma, e caso possua um valor presente líquido positivo antes da taxação, o valor presente líquido permanecerá positivo após a mesma. Em termos de Valor Presente Líquido (VPL): $VPL_{\text{com taxa}} = VPL_{\text{sem taxa}} - GT$. Onde GT = valor presente das taxas do governo. A condição suficiente para que a taxa seja considerada neutra é:

$$VPL_{\text{com taxa}} = VPL_{\text{sem taxa}} (1 - \tau) \rightarrow VPL_{\text{com taxa}} = VPL_{\text{sem taxa}} - VPL_{\text{sem taxa}} \times \tau,$$

para $\tau \in (0,1)$.

3. Imparcialidade: o conceito de imparcialidade pode ser avaliado no sentido vertical ou horizontal. No sentido horizontal significa que firmas com igual capacidade para pagar, em iguais circunstâncias econômicas e explorando campos com características similares (mesma estrutura de custo) devem ser taxadas de forma similar. No sentido vertical, significa que companhias com grande capacidade para pagar devem receber uma taxa maior. Outro ponto importante é o fato de que a exploração de recursos não renováveis no presente deixa para as gerações futuras uma parcela menor destes, a questão é: como as gerações futuras devem ser compensadas por essa perda? Uma taxa imparcial deve garantir que as gerações futuras irão receber uma parcela justa desses recursos ou que irão ser compensadas pela parte que está sendo explorada no presente.
4. Distribuição do risco: os riscos existentes na área de exploração de petróleo são diversos: riscos geológicos, a probabilidade de achar uma quantidade insatisfatória de petróleo e de variação do preço do petróleo. A taxa pode aumentar o risco do projeto caso esteja seja considerada um risco adicional.
5. Estabilidade: este critério afeta diretamente a confiança do investidor no país. Se um país possuir um regime de taxa estável é um risco a menos que o investidor corre e com isso novos investimentos são feitos. Também pode ser visto do ponto de vista do governo, um regime estável permite o governo saber o quanto de renda será gerada e quando.
6. Simplicidade: um regime fácil de entender gera para os investidores custos menores de administração e para as companhias fica mais fácil calcular os custos com os impostos.

Uma discussão importante relacionada aos critérios apresentados acima é que eles podem, em alguns casos, serem conflitantes, por exemplo:

1. Neutralidade e simplicidade: a neutralidade está relacionada a uma distribuição de renda equitativa e a um regime que não modifica a decisão do investidor particular. Porém o valor da renda gerada depende de algumas características do campo que está sendo explorado: tamanho, risco, localização e qualidade, dentre outras. Para o governo manter uma distribuição equilibrada da renda ele deve adequar as taxas aplicadas às

características de cada campo, o que algumas vezes pode não ser considerado simples. O estudo feito neste trabalho considera dois volumes de campo com o objetivo de identificar se um campo com um volume maior pode proporcionar uma distribuição da renda diferente.

2. Estabilidade e regime fiscal: a estabilidade do regime fiscal vigente no país transmite ao investidor particular a segurança de que as taxas pagas não vão mudar ao longo de período de exploração e produção. O Governo, por outro lado, está sempre buscando gerar renda para financiar seus gastos e promover o bem estar da sua população. Quando as características das áreas exploradas, o tamanho do campo ou do preço do petróleo mudam drasticamente, o Governo pode, diante do novo cenário, para continuar recebendo uma remuneração considerada justa, adotar as seguintes medidas: ou adaptar a taxação dentro do regime em vigor (aumentar ou diminuir a taxa dos *royalties*, criar um máximo ou um mínimo para o valor da PE, etc), ou a tomar a decisão de mudar o regime de taxação. Discussão que o país enfrentou por causa da descoberta das gigantescas reservas do Pré-sal.

Para que um regime de taxação possa ser avaliado é necessário que este seja mensurado levando em conta essas características, se elas foram atingidas ou não.

Como foco do trabalho é identificar a equidade na distribuição de renda e a exposição ao risco dos agentes, as seguintes características serão analisadas: neutralidade e simplicidade. A primeira foi escolhida com o objetivo de verificar se o regime de taxação (concessão ou partilha) muda a decisão do investidor particular de investir no campo (a distribuição da renda favorece o governo), vale ressaltar que o trabalho não discute a questão da assimetria da taxação em relação à neutralidade.

A segunda para verificar se a forma como a remuneração do governo é feita pode ser considerada difícil de mensurar e entender, e como isso, mais uma vez, desestimular o investidor particular.

A seguir serão vistas as principais características dos regimes de taxação utilizados no mundo, concessão e partilha.

5.2. Regimes de taxação

O objetivo da taxação dos projetos em exploração e produção é atrair investidores e ao mesmo tempo arrecadar o máximo possível para a sociedade. Os dois regimes fiscais mais conhecidos são: o regime de concessão e o contrato de partilha da produção.

5.2.1. Regime de concessão

O regime de concessão é o modelo mais antigo no mundo, sendo utilizado por países como Estados Unidos, Noruega e Reino Unido. De acordo com este modelo a propriedade do petróleo extraído em uma área (aqui se refere ao bloco objeto da concessão), e por certo período de tempo é exclusiva do concessionário. Este direito permite ao concessionário pesquisar, extrair e vender qualquer quantidade de petróleo em troca de uma compensação financeira. Em outras palavras, enquanto o recurso natural estiver no subsolo do território nacional pertence à União, a partir do momento em que for trazido à superfície, a sua propriedade passa a ser de quem extraiu. Para se tornar proprietário do petróleo extraído o concessionário deverá pagar ao Estado, em dinheiro, determinadas taxas.

No caso do Brasil (até 2010) o artigo 26 da lei 9.478 /97 expressa essa idéia; “Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.”(Fonte: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9478.htm>).

A ANP é a empresa responsável por realizar as Rodadas de Licitações para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, cabendo a ela “estudos visando à delimitação de blocos e também as licitações para concessão de exploração, desenvolvimento e produção; celebrar, em nome da União, os contratos delas decorrentes; e fiscalizar a sua execução” (Fonte: <http://www.anp.gov.br>). No julgamento das ofertas são analisados os itens abaixo:

- 1. Bônus de Assinatura (valor em dinheiro oferecido pelo bloco).**

2. Programa Exploratório Mínimo, em unidades de trabalho que serão convertidas em atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios.
3. Compromisso com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

A ANP estabelece que no julgamento das ofertas o bônus de assinatura e o compromisso com aquisição de bens e serviços na indústria nacional possuem um peso de 40%, cabendo ao programa exploratório mínimo um peso de 20%.

Entre 1999 e 2005 a ANP realizou sete rodadas de licitação: a primeira rodada, também chamada de rodada zero ocorreu em junho de 1999 com 38 empresas habilitadas. A segunda rodada ocorreu em 2000 e inclui 23 blocos (13 em mar e 10 em terra), a terceira rodada ocorreu em 2001 e foram ofertados 53 blocos, a quarta rodada foi realizada no ano de 2002 e licitou 54 blocos, a quinta rodada ocorreu em 2003 e foram ofertados 908 blocos (654 no mar e 254 em terra), a sexta rodada ocorreu em 2004 e foram ofertados 913 blocos e finalmente a sétima rodada ocorreu em 2005 e incluiu mais de 500 blocos. A oitava rodada que seria realizada em novembro de 2008 foi suspensa por ordem judicial, a nona rodada ocorreu em 2007 e nesta foram ofertados blocos de exploração em águas profundas, porém o anúncio da descoberta da Bacia de Santos em Tupi fez com que o Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE) retirasse do edital de licitação 41 blocos exploratórios situados na região.

Neste regime o Estado não possui nenhum risco referente ao custo da exploração, desenvolvimento, execução das obras e produção de petróleo. Todos esses itens ficam a cargo do concessionário, incluindo todas as responsabilidades da exploração, ou seja, caso alguém prejuízo ocorra é de total responsabilidade do mesmo. Caso o poço não apresente um volume de petróleo suficiente para a recuperação do investimento realizado e o reembolso das despesas, o concessionário, não possui direito a receber qualquer pagamento, reembolso ou indenização por parte do Estado.

O concessionário também é o único responsável cível dos seus atos, e pela reparação de todos os danos causados pelas operações e sua execução. E fica obrigado a ressarcir ao Estado quaisquer ônus que este venha a suportar em consequência do concessionário.

Em contra partida o Estado fica com um controle menor sobre as fases de exploração e produção, e também sobre a política de comercialização adotada, uma vez que, tendo sido o petróleo extraído fica sendo de propriedade do concessionário, e, portanto é quem decide a quem vender, por quanto vender e se exporta ou não. Porém em alguns países, inclusive o Brasil, restringem a venda do petróleo em vista do risco de desabastecimento.

Segundo o artigo 24 da mesma lei os contratos de concessão deverão prever duas fases:

“Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.”

A primeira fase, de exploração, possui um tempo definido e seu objetivo é viabilizar a descoberta de petróleo. Nesta fase o concessionário tem a obrigação de cumprir o programa exploratório mínimo que estava na sua proposta. Nesse período a empresa deve coletar dados, realizar estudos geológicos, perfurar poços e avaliar se eventuais descobertas são comercialmente viáveis ou não. A fase de exploração termina com a declaração, por parte do concessionário, de comercialidade do campo.

A fase de produção tem início quando o concessionário entrega à ANP a declaração de comercialidade do campo. Sendo de inteira responsabilidade do concessionário as construções, equipamentos para extração, coleta, armazenamento e transporte da produção. Ao final desta fase, o campo é devolvido à ANP sem implicar nenhum custo para esta.

A concessão termina nos seguintes casos: no vencimento do prazo contratual; através de um acordo entre as partes, pelos motivos de rescisão previstos em contrato; no fim da fase de exploração, caso nenhuma descoberta comercial tenha sido feita, conforme definido no contrato; caso o concessionário exerça a opção de desistência e devolução das áreas em que, a seu critério, não justifique investimentos em desenvolvimento ao longo da fase de exploração.

Conforme artigo 45 da lei 9.418/97 o contrato de concessão terá quatro formas de participação governamental:

“Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - *royalties*;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.”(Fonte: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9478.htm>)

5.2.2.

Bônus de assinatura

O bônus de assinatura tem como finalidade financiar as atividades da ANP, representando o pagamento feito pela vencedora da licitação para a obtenção da concessão do bloco. O pagamento deve ser realizado antes do início da exploração e em cota única. A principal vantagem desta forma de remuneração é a geração de renda no início do projeto (sem o Estado correr nenhum risco) e requerer uma menor fiscalização por parte do Estado. A ANP é a responsável pela definição do valor mínimo que deve constar no edital.

Por outro lado, caso o valor do bônus de assinatura seja muito alto em regiões que possuem um alto risco geológico (o poço pode não ser produtivo) ou um alto o risco político (governo pode mudar de uma hora pra outra e as empresas que ganharam o direito de exploração podem ver a ser prejudicadas), este pode desencorajar o investimento privado. Outra questão relevante é o investimento de pequenas empresas, que também podem ser incapazes de adiantar um grande volume de capital.

Na nona rodada de licitações que a ANP realizou em **2007**, esta conseguiu arrecadar em total de R\$ 2.101 milhões, batendo o recorde de arrecadação da sétima rodada, que era de R\$ 1.086 milhões. Por fim, na décima rodada de licitação que ocorreu em 2009, a ANP arrecadou um total de R\$ 80 milhões em bônus de assinatura.

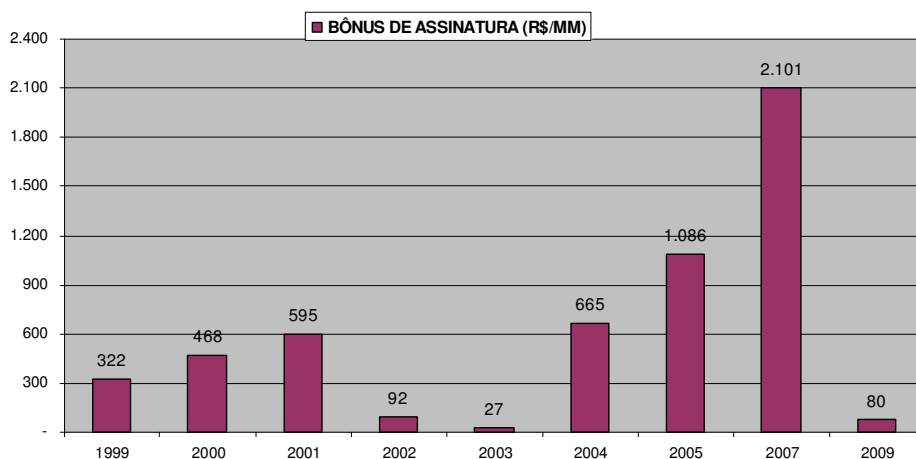


Figura 5.1: Gráfico do valor do bônus de assinatura por rodada de licitação

Fonte: <http://www.anp.gov.br>

5.2.3. Royalties

Os *royalties* representam uma compensação financeira, que as empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural precisam pagar aos Estados. O objetivo é remunerar o Estado e a sociedade pela exploração de recursos naturais que não são renováveis. Conforme o artigo 11 do decreto número 2.705 de 03 de agosto de 1998 “Art. 11. Os *royalties* previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478. de 1997. constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção. vedadas quaisquer deduções.” (Fonte: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/Docs/LDOC02_pt.pdf).

Os *royalties* garantem ao Estado uma renda mínima, dado que sua base de cálculo é a receita bruta sem dedução dos custos. Com isso asseguram uma renda mínima ao Estado, mesmo que o projeto de exploração e produção não seja lucrativo. Um ponto importante é que uma alíquota muito alta aumenta os custos marginais de produção, reduzindo o incentivo ao investimento, exploração e produção do campo petrolífero.

O cálculo do pagamento dos *royalties* é feito com base na receita bruta da exploração de petróleo e gás, e seu pagamento é feito mensalmente. Atualmente sua alíquota é de 10%, dependendo da dificuldade que a empresa encontra ao

explorar a área a ANP pode reduzir esse percentual até 5%, que se destinam à distribuição entre estados, municípios e ministérios.

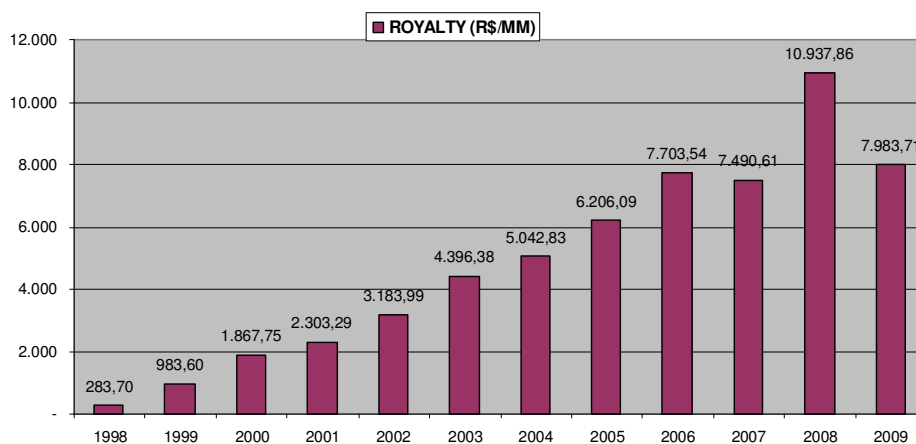


Figura 5.2: Gráfico do valor dos royalties de 1998/2009

Fonte: <http://www.anp.gov.br>

5.2.4. Participação especial

Somente os campos com grande volume de produção ou grande rentabilidade estão sujeitos a esse pagamento. As definições de grande volume e rentabilidade são conforme artigo 22 do decreto número 2.705 e variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o volume de produção trimestral fiscalizada.

A tabela 5.1 mostra o cálculo das alíquotas progressivas e as deduções no caso em que “a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros” (Fonte: <http://nxt.anp.gov.br>).

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40

Tabela 5.1: Cálculo da alíquota da Participação Especial (1º ano de produção)

Onde RLP é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais; e VPF é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

A divisão da participação especial será, segundo o inciso 2 do artigo 50 da lei número 9.478/97 feita da seguinte forma: 40% é destinado ao Ministério de Minas e Energia. 10% ao Ministério de Meio Ambiente. 40% ao estado confrontante com o campo produtor e 10% ao município confrontante com o campo produtor. (Fonte: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9478.htm>).

No caso da participação especial a base de cálculo é a receita líquida (Receita Líquida = Receita Bruta – *Royalties* – Investimento - Custos Operacionais – Depreciação), sendo apurada trimestralmente, e sendo sua alíquota aplicada progressivamente sobre o volume trimestral de produção, a partir do volume mínimo de isenção. Como a base de cálculo dessa alíquota é a receita líquida, uma parcela de custos maior implica em uma base de cálculo menor, ou seja, existe um incentivo perverso de aumento dos custos.

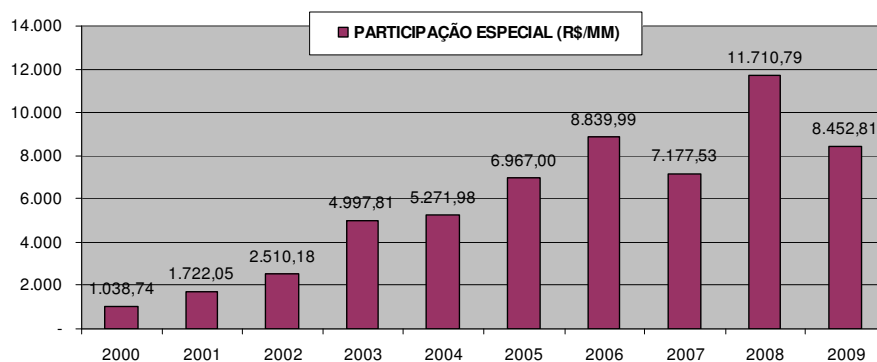


Figura 5.3: Gráfico do valor das participações especiais de 1998/2009
Fonte: <http://www.anp.gov.br>

5.2.5.

Pagamento pela ocupação ou retenção da área

Representa o valor a ser pago pelos concessionários pela ocupação ou retenção da área, deve ser pago a cada ano civil a partir da data de assinatura do contrato de concessão. Os valores em reais por quilometro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, são estipulados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis sucessivamente às fases de exploração e de produção e respectivo

desenvolvimento. Para a estipulação dos valores unitários são levadas em consideração as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar e outros fatores pertinentes.

1. Fase de Exploração: R\$ 10,00 (dez reais) a R\$ 500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;
2. Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;
3. Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$ 20,00 (vinte reais) a R\$ 1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;
4. Fase de Produção: R\$ 100,00 (cem reais) a R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

(Fonte: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/Docs/LDOC02_pt.pdf)

5.3.

Partilha da produção

No contrato de partilha da produção o governo permanece como dono do recurso, no caso petróleo, extraído. O contratante fica responsável pela extração e produção do petróleo, sendo a sua remuneração uma parte do petróleo extraído.

A escolha do vencedor da licitação é feita com base no contratante que oferecer uma maior parte do volume de petróleo produzido ao Estado. O vencedor ao assinar o contrato entrega ao estado o cronograma de trabalho e despesas do projeto.

Como no regime de concessão o contratante assume todos os custos da extração e exploração do petróleo e, caso o campo não seja considerado comercializável, não possui nenhum tipo de indenização por parte do Estado. Todos os equipamentos utilizados no projeto são de posse do contratante, porém quando este conseguir recuperar todos os seus custos, os equipamentos passam a ser de posse do Estado.

A parte da produção que é retida pelo contratante para a recuperação dos custos de produção, desenvolvimento e produção é chamada de *cost oil*, geralmente os custos de depreciação não são considerados nessa fase. A parcela restante do petróleo é a que será dividida entre o Estado e o Contratante, está é chamada de *profit oil*. A forma como está divisão é feita é decidida no contrato, pode ser fixa ou progressiva dependendo do volume de produção. Geralmente a

divisão é feita da seguinte forma: 60% para o Estado e 40% para o contratante. Essa pode variar de acordo com: o volume de produção, o preço do petróleo e a taxa de retorno esperada do investimento.

A parte pertencente ao Estado pode ser paga de duas formas: o contratante pode entregar o petróleo *in natura* ou pagar ao Estado o valor desse petróleo em dinheiro. Caso o Estado opte por receber o petróleo *in natura* cabe a ele os custos de comercializá-lo, em muitos casos, para tal, é criada uma empresa 100 % estatal (sendo a ANP uma agência reguladora, está impossibilitada de exercer esse papel). Neste regime o contratante paga imposto de renda (IR) sobre sua parcela *profit oil*, que também pode ser entregue *in natura* ou em dinheiro.

No caso do contrato de partilha exige-se do Estado um conhecimento expressivo acerca dos riscos do negócio, sua lucratividade e seus custos, uma vez que a sua rentabilidade depende das cláusulas estabelecidas no contrato: total de custos recuperáveis e parcela destinada ao Estado.

Comparado ao contrato de concessão as informações *ex ante* que o Estado deve que possuir são maiores. Os dispêndios depois que o contrato é assinado também são maiores, pois nesta fase o Estado precisa acompanhar as despesas que o contratante deduzir, ficando com um alto custo de monitoramento.

Outra característica deste regime é o fato de que suas cláusulas estão em um contrato feito entre as partes, e não estabelecidas em leis. O contratante pode reivindicar sua revisão, tornado sua posição fortalecida perante o Estado.

A tabela 5.2 faz um resumo das principais vantagens e desvantagens dos dois regimes de taxaço.

Vantagens		Desvantagens	
Concessão	Partilha	Concessão	Partilha
Possui regras simples, estabelecidas em lei.	O petróleo é de propriedade do Estado.	Propriedade do petróleo é do contratante.	Dependendo das características do contrato, pode ter regras complexas.
Custo de monitoramento e administração do contrato pelo Estado é baixo.	Estado possui maior controle das fases de exploração e produção.	Menor controle nas fases de desenvolvimento e exploração.	Custo de monitoramento e administração do contrato pelo Estado é alto.
O bônus garante ao Estado uma renda prévia.	A cláusula de limite para a recuperação dos custos garante geração de receita para o Estado.	Um valor alto do bônus limita a concorrência no setor.	Incentivo ao superfaturamento das despesas, caso não haja um limite para a recuperação dos custos.

Tabela 5.2: Vantagens e desvantagens dos regimes de taxaço do petróleo
 Fonte: Elaboração própria

O trabalho identifica se existe uma relação direta entre os regimes de taxaço e as seguintes variáveis: a exposição ao risco dos agentes, a distribuição de renda e simplicidade. Caso essa relação não exista, a principal diferença é o fato de que no regime de concessão o Estado deixa de ser o dono do recurso durante determinado período de tempo e no regime de partilha este continua como o dono do recurso durante todo o período. Ou seja, a principal diferença poderia ser considerada uma questão política.