

3 REGIMES FISCAIS

3.1. Tipos de Regimes Fiscais

Existem três tipos de regimes que são mais comuns atualmente: sistemas de taxas/royalties, sistemas de contratos e os baseados na taxa de retorno. Os sistemas taxas/royalties normalmente incluem um regime de impostos, sendo permitidas deduções, e a cobrança de royalties sobre a produção de óleo.

Já os sistemas de contratos podem ser divididos em duas categorias: contratos de serviço e contratos de partilha de produção. Os contratos de serviço podem ser “puros” ou “com risco”. Nos contratos “puros” a companhia contratada assume a exploração e produção pelo governo proprietário do campo em troca de uma taxa fixa. Todo o risco fica concentrado no governo, sendo esperada da empresa contratada somente a expertise no desenvolvimento das reservas. No sistema “com risco”, ao contrário do anterior, o risco fica todo concentrado sobre a empresa contratada, que assume a exploração e produção em troca de uma taxa por barril de produção.

Os contratos de partilha de produção são definidos pela divisão do petróleo entre o governo proprietário do campo e a empresa contratada para realizar a exploração e produção. Neste tipo de contrato o risco se concentra sobre a empresa contratada e o petróleo que é dividido entre as duas partes é o resultado de toda a produção menos os custos que incorreram no desenvolvimento da mesma.

Os sistemas baseados na taxa de retorno foram propostos por um estudo de Gournaut & Clunies Ross (1975) e permitem a transferência de todos recebíveis menos custos e despesas a uma taxa de retorno que é tida como a mínima que os investidores esperariam. Este sistema, apesar de ser classificado como um tipo de regime fiscal diferente, normalmente é associado ao regime de taxas/royalties.

3.2. Regime Fiscal Brasileiro

Em 1997 o Brasil passou a seguir as tendências mundiais, mantendo o monopólio estatal, mas abrindo as atividades de exploração e produção a empresas privadas através de concessões dadas em leilões realizados pela ANP, reguladora da indústria.

Através deste regime o governo continua como detentor de todos os recursos minerais, mas transfere a terceiros o direito de explorar, produzir, comercializar e reter os lucros decorrentes da atividade. A remuneração do governo se dá através de participações governamentais que o concessionário fica obrigado a pagar, além dos tributos federais, estaduais e municipais exigidos de qualquer empresa que opere sob a legislação brasileira.

Os artigos 45 a 51, na seção IV, Capítulo V da Lei do Petróleo (9.478/97) tratam dos royalties, participações especiais, bônus de assinatura e o pagamento pela ocupação ou retenção de área.

3.2.1. Bônus de Assinatura

É o pagamento oferecido pela vencedora da licitação para a obtenção da concessão, este pagamento é feito anteriormente ao início da exploração.

A ANP define o valor mínimo para o bônus de assinatura no edital da licitação e este valor destina-se em parte ao custeio das atividades operacionais da própria ANP (ANP, 2003).

3.2.2. Pagamento pela Ocupação ou Retenção da Área

É o valor a ser pago anualmente pelos concessionários a partir da data de assinatura do contrato. As faixas de valores por quilômetro quadrado e por fase de processo de exploração e produção estão definidas no Decreto nº 2.705/98. Para a fixação desses valores, dentro de cada faixa, a ANP leva em consideração as características geológicas e a bacia sedimentar em que o bloco em questão se situa. O valor arrecadado através desta participação governamental atingiu o valor de R\$142.986.029,42 em 2008. Este montante arrecadado destina-se, basicamente, a cobrir despesas operacionais da ANP (ANP, 2009).

3.2.3. Royalties

Os royalties são uma compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural ao governo proprietário dos recursos naturais. Devem ser pagos mensalmente pelas empresas exploradoras ao governo, tendo seu cálculo baseado sobre a receita bruta da exploração de petróleo e gás natural. Representam uma apropriação pela sociedade de uma parcela da renda da exploração de petróleo e gás natural (artigo 11º do Decreto nº 2.705/98).

Atualmente a Lei do Petróleo estabelece que a alíquota básica dos royalties é de 10%, sendo que 5% se destinam à distribuição entre estados, municípios e ministérios. Quando a produção se der em plataformas continentais, estes 5% são distribuídos da seguinte forma: 30% aos estados confrontantes com poços; 30% aos municípios confrontantes com poços; 20% ao comando da Marinha, 10% para o fundo especial (a ser distribuído entre todos os estados e municípios) e 10% para municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

Quanto aos 5% excedentes, quando a produção se der em plataformas continentais, a distribuição é feita conforme consta no art. 49 da Lei nº 9.478/97: 22,5% aos estados confrontantes com campos; 22,5% aos municípios confrontantes com campos; 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia; 15% ao comando da Marinha; 7,5% aos municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural e 7,5% para o fundo especial (estados e municípios).

3.2.4. Participação Especial

É um pagamento a que estão sujeitos apenas os campos de grande volume de produção ou grande rentabilidade, visando repassar à sociedade parte da renda obtida através das atividades de exploração nestes casos. Os conceitos de “grande volume” e “grande rentabilidade” podem ser encontrados no Decreto nº 2.705/98 e variam de acordo com os anos de produção, a localização da área produtora e o volume de produção.

O §2º do artigo 50 da Lei nº 9.478/97 estabelece que a divisão da participação especial é feita da seguinte forma: 40% ao Ministério das Minas e

Energia; 10% ao Ministério do Meio Ambiente; 40% ao estado confrontante com o campo produtor e 10% ao município confrontante com o campo produtor.

Diferentemente dos royalties, a base de cálculo da participação especial é a receita líquida da concessão, de onde podem ser abatidas as deduções previstas nas Portarias da ANP nº10/99 e nº102/99.

A apuração da participação especial é feita trimestralmente e sua alíquota é aplicada progressivamente sobre a receita líquida do campo em função do volume trimestral de produção, a partir do volume limite de isenção.

A tabela a seguir demonstra a forma como são apuradas as deduções e alíquotas progressivas da participação especial para um campo produtor marítimo em profundidade batimétrica maior que 400 metros em seu primeiro ano de produção. A tabela progressiva que determina o cálculo da participação especial nos demais anos pode ser encontrada no Anexo I deste trabalho.

Tabela 3-1 – Cálculo da Participação Especial

<i>Volume de produção no período-base (em milhares de m³)</i>	<i>Parcela a deduzir na Alíquota (em %) receita líquida no período base (em R\$)</i>	
Até 1.350	-	Isento
De 1.351 até 1.800	1.350 x RLP / VPF	10
De 1.801 até 2.250	1.575 x RLP / VPF	20
De 2.251 até 2.700	1.800 x RLP / VPF	30
De 2.701 até 3.150	(675 / 0,35) x RLP / VPF	35
Acima de 3.150	2.081,25 x RLP / VPF	40

Onde RLP é a receita líquida da produção do campo no período base em reais e VPF é o volume da produção fiscalizada do campo no período base em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

3.3. Regimes Fiscais em Outros Países

Os países selecionados para fazer a comparação com o regime fiscal brasileiro são os mesmos que foram analisados no estudo de Blake & Roberts (2006), levando em consideração algumas alterações feitas nos sistemas fiscais destes países. Isto porque estes países representam bem os tipos de regimes fiscais mais comumente utilizados.

- Canadá;
- Papua Nova Guiné;
- São Tomé e Príncipe/Nigéria;
- Tanzânia;
- Trinidad e Tobago.

3.3.1. Canadá

A província de Alberta é a maior região produtora de petróleo do Canadá e é a principal fornecedora de óleo cru para os Estados Unidos. Recentemente a agência reguladora do setor petrolífero da região reviu o regime fiscal aplicado a indústria, fazendo algumas alterações que foram julgadas necessárias para que o regime estivesse adaptado às novas condições do mercado. O presente estudo leva em consideração este novo regime para a análise e comparação ao modelo brasileiro.

É importante ressaltar que o modelo da província de Alberta diferencia a fórmula para cálculo de royalties em campos de produção de óleo convencional do cálculo de royalties decorrentes da produção nos campos de areias oleaginosas. Para efeitos de simplificação, este estudo leva em consideração apenas a produção em campos de óleo convencional.

A fórmula adotada para o cálculo dos royalties a serem recolhidos mensalmente é composta por dois fatores separados. O primeiro (r_p) leva em consideração o preço do petróleo (em dólares por m^3) e o segundo (r_q) considera o volume de produção do campo (em mil m^3 por mês). Ou seja, o cálculo dos royalties pode ser expresso da seguinte forma:

$$\%R = r_p + r_q$$

Sendo que o percentual fica limitado pelo mínimo de 0% e o máximo de 50%.

Para determinar r_p é preciso analisar as seguintes condições:

Tabela 3-2 – Cálculo dos royalties no Canadá – parcela de preço

Faixa de Preço	Fórmula de Cálculo
Se $P \leq 250,00$	$r_p = [(P - 190,00) * 0,0006] * 100$
Se $250,00 < P \leq 400,00$	$r_p = [(P - 190,00) * 0,0006] * 100$
Se $P > 400,00$	$r_p = \{[(P - 400,00) * 0,0005] + 0,186\} * 100$

Sendo que o r_p máximo é igual a 35%.

Já para determinar r_q as condições são as seguintes:

Tabela 3-3 – Cálculo dos royalties no Canadá – parcela de volume

Nível de Produção	Fórmula de Cálculo
Se $Q \leq 106,40$	$r_q = [(Q - 106,40) * 0,0026] * 100$
Se $106,40 < Q \leq 197,60$	$r_q = [(Q - 106,40) * 0,001] * 100$
Se $197,60 < Q \leq 304,00$	$r_q = \{[(Q - 197,60) * 0,0007] + 0,0912\} * 100$
Se $Q > 304,00$	$r_q = \{[(Q - 304,00) * 0,0003] + 0,1657\} * 100$

Sendo que o r_q máximo é igual a 30%.

Além dos royalties, o sistema fiscal de Alberta também é composto pela taxa de direitos sobre recursos minerais (FMT, na sigla em inglês) e imposto de renda (IR). A equação que demonstra a forma de cálculo da taxa de direitos sobre recursos minerais sobre a produção de óleo cru é exibida a seguir:

$$FMT = R * M * V * T$$

Onde:

$R = 0,269$ (taxa estabelecida pelo governo)

$M = (0,0833 * Q) / 105,94$ quando $Q < 2.288,4 \text{ m}^3/\text{ano}$

$M = (Q / 4) - 228,4$ quando $Q \geq 2.288,4 \text{ m}^3/\text{ano}$

$Q =$ volume de produção (mil m^3/ano)

$V =$ Preço (US\$/ m^3)

$T =$ % da produção que pertence ao detentor do direito sobre recursos minerais

Já a taxa de imposto de renda é igual a 10% ao ano na região.

3.3.2. Papua Nova Guiné

O modelo utilizado por este país é um exemplo da aplicação do modelo de taxa de retorno combinado com taxas e royalties. A taxa de royalties é relativamente baixa, existem taxas sobre a renda e uma taxa sobre o lucro adicional (componente da taxa de retorno). Além disso, o governo também possui uma opção de participação de 22,5%, mas isso não será considerado no modelo já que esta opção constitui a área de estudo de opções reais e não pertence ao escopo deste trabalho.

A taxa de royalties do modelo fiscal deste país é de 1,25% sobre o valor da produção bruta de petróleo cru. Além disso, o imposto de renda equivale a uma taxa de 45%. Por último, existe a taxa sobre o lucro adicional que deve ser paga quando a companhia exploradora do campo de petróleo consegue recuperar certo nível do investimento realizado. A partir de 2001 esta recuperação passou a ser avaliada em dois níveis: quando o valor acumulado do fluxo de caixa líquido supera os investimentos em 15%, o percentual a ser recolhido é de 20%. Quando o valor acumulado do fluxo de caixa líquido superar os investimentos em 20%, o percentual que deve ser recolhido é de 25%. Para efeito do cálculo desta taxa, as receitas e despesas financeiras são desconsideradas.

3.3.3. São Tomé e Príncipe/Nigéria

Trata-se de um caso atípico, já que este modelo defende os interesses de dois governos. Os dois países possuem reservas sobrepostas no Golfo de Guiné e, após diversas discussões sobre as fronteiras destas reservas, foi assinado um acordo em fevereiro de 2001 que estabelece um desenvolvimento conjunto, onde a Nigéria fica com 60% de toda a receita gerada na região.

O modelo adotado neste projeto é o de partilha de produção, que se dá após o pagamento de royalties e a recuperação dos custos e despesas.

Para apurar os royalties a serem pagos pela produção, o regime fiscal utiliza o esquema a seguir.

Tabela 3-4 – Cálculo dos royalties em STP-N

Nível de Produção	Fórmula de Cálculo
Se $Q < 20$	$R = 0$
Se $20 \leq Q \leq 70$	$R = 0,05 * \{1 - [(70 - Q)/(70-20)]\}$
Se $Q > 70$	$R = 5\%$

Onde Q é a produção de petróleo cru em mil barris por dia (bpd) e R é a taxa de royalties.

Antes que a produção seja dividida entre o governo e a companhia que opera o campo, esta tem direito de recuperar os custos de operação que incorreram no período. De acordo com a política fiscal do projeto de desenvolvimento conjunto entre São Tomé e Príncipe e Nigéria, a companhia tem direito a recuperar os custos até o limite de 80% do valor da produção após a dedução dos royalties.

Após a dedução dos royalties e da parcela recuperável dos custos e despesas operacionais é feita a partilha da produção baseada no esquema demonstrado a seguir:

Tabela 3-5 – Cálculo dos custos recuperáveis em STP-N

Fator de Recuperação	Fórmula de Cálculo
Se $R \leq 1,2$	$P_c = 80\%$ e $P_g = 1 - P_c$
Se $1,2 < R < 2,5$	$P_c = 0,25 + [(2,5 - R)/(2,5-1,2)*(0,8 - 0,25)]$ e $P_g = 1 - P_c$
Se $R \geq 2,5$	$P_c = 25\%$ e $P_g = 1 - P_c$

Onde P_c é a participação da empresa contratada, P_g é a participação do governo proprietário do campo produtor e R é um fator calculado através da equação abaixo:

$$R = (\text{Custos recuperáveis acumulados} + \text{Participação acumulada da produção da empresa contratada}) / \text{Custos operacionais acumulados}$$

Também é cobrada uma taxa de aluguel sobre o quilômetro quadrado quando uma empresa adquire uma licença para explorar e produzir em campos localizados nesta região. Durante a fase exploratória, é cobrada uma taxa de 200 dólares por quilômetro quadrado por ano; nos primeiros dez anos de produção é

cobrada anualmente uma taxa de 500 dólares por quilômetro quadrado e após este período a taxa volta a ser de 200 dólares por quilômetro quadrado.

O último passo antes para apurar o caixa final é descontar o imposto de renda que incide sobre o lucro tributável. A taxa aplicada para empresas no setor de exploração e produção de petróleo é de 50%.

3.3.4. Tanzânia

O governo deste país atua na indústria do petróleo através da TDPC, companhia nacional de desenvolvimento de petróleo. Esta empresa atua como uma petroleira convencional na exploração e desenvolvimento de reservas e recebe as concessões de campos exploratórios através da lei do petróleo de 1980. A partir daí a TDPC fica livre para fechar acordos de exploração com outras petroleiras.

Durante a fase de exploração, a companhia contratada deve pagar uma taxa de aluguel de US\$4/km². Quando tem início o desenvolvimento da produção a taxa de aluguel sobe para US\$8/km² durante a primeira extensão do contrato e US\$16/km² durante a segunda extensão do contrato.

Os royalties representam uma taxa de 20% sobre a produção, no entanto o seu recolhimento fica sob responsabilidade da própria TDPC, sendo descontado de sua parcela do óleo produzido.

Assim como no caso dos royalties, a TDPC também fica responsável pelo recolhimento do imposto de renda, uma taxa de 35%, descontando este valor de sua participação do óleo produzido no período.

Antes de realizar a partilha da produção, a empresa contratada tem direito de recuperar os custos decorrentes do processo produtivo até o limite de 60% quando a produção acumulada do campo é menor ou igual a 50 milhões de barris e até o limite de 50% quando a produção acumulada ultrapassa este volume.

Feitas todas as deduções previstas, a partilha da produção é feita da seguinte forma:

Tabela 3-6 – Cálculo da partilha de produção na Tanzânia

Nível de Produção	Fórmula de Cálculo
Se $Q \leq 25$	$P_g = 50\%$ e $P_c = 1 - P_g$
Se $25 < Q \leq 50$	$P_g = 52,5\%$ e $P_c = 1 - P_g$
Se $50 < Q \leq 75$	$P_g = 55\%$ e $P_c = 1 - P_g$
Se $75 < Q \leq 100$	$P_g = 60\%$ e $P_c = 1 - P_g$
Se $100 < Q \leq 200$	$P_g = 65\%$ e $P_c = 1 - P_g$
Se $Q > 200$	$P_g = 70\%$ e $P_c = 1 - P_g$

Onde Q é o volume produzido em mil barris por dia (bpd), P_g é a participação do governo sobre a produção do óleo e P_c é a participação da empresa contratada sobre a produção.

Semelhante ao caso de Papua Nova Guiné, o modelo fiscal da Tanzânia também possui um componente de taxa de retorno. Quando o retorno sobre o investimento atingir um nível de 22%, deve ser recolhida uma taxa sobre o lucro de 25%. Quando este retorno ultrapassar o patamar de 27%, a taxa a ser deduzida passa a ser de 27%.

O governo da Tanzânia também conta com uma opção de participação de 15% sobre novas descobertas, mas por não fazer parte do escopo do trabalho, esta opção não será modelada.

3.3.5.

Trinidad e Tobago

O regime adotado também é de partilha da produção, com provisões para recuperação de custos e taxa sobre o lucro.

Incide sobre a produção total de óleo uma taxa de 12,5% de royalties e sobre o lucro tributável um imposto de renda de 55%, aonde estão incluídos a taxa de desemprego e o imposto de recuperação nacional.

Além dessas taxas, incide também uma taxa de produção de 3% sobre a receita bruta de petróleo produzido. Por último é calculada a taxa suplementar de petróleo que incide sobre a produção total de óleo e é calculada com base em faixas determinadas pelo preço do barril de petróleo. Estas faixas vão desde 0% para preços de barril abaixo de US\$15,01 até o máximo de 42% para preços de barril acima de US\$49,50.

A tabela das faixas de preço com seus respectivos percentuais é detalhada no Anexo II deste estudo.