

Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal

**O MARCO REGULATÓRIO DA PROSPECÇÃO DE
PETRÓLEO NO BRASIL: O REGIME DE CONCESSÃO E
O CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

Carlos Jacques Vieira Gomes

TEXTOS PARA DISCUSSÃO **55**

ISSN 1983-0645

Brasília, março / 2009

Contato: *conlegestudos@senado.gov.br*

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a opinião da Consultoria Legislativa do Senado Federal.

Os trabalhos da série "Textos para Discussão" estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico:
http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm

O Marco Regulatório da Prospecção de Petróleo no Brasil: o Regime de Concessão e o Contrato de Partilha de Produção¹

Carlos Jacques Vieira Gomes²

RESUMO

O presente estudo busca descrever as vantagens e desvantagens dos modelos contratuais de concessão e de partilha de produção na pesquisa e exploração de petróleo no Brasil. A partir da descrição dos modelos e da experiência nacional e internacional, são traçados os benefícios e os riscos de cada modelo, tanto para o Estado como para a empresa petrolífera.

¹ Este Texto para Discussão foi produzido para o 4º Fórum Senado Debate Brasil – Nova Fronteira do Petróleo: os desafios do pré-sal; realizado nos dias 3 e 4 de dezembro de 2008, no Senado Federal.

² Carlos Jacques Vieira Gomes. *Advogado e Consultor Legislativo do Senado Federal. Mestre em Direito Econômico (UnB) e Bacharel em Direito (USP). Autor do Livro “Ordem Econômica Constitucional e Direito Antitruste” (Sergio Fabris Editor, 2004).*

INTRODUÇÃO

O objetivo do presente estudo é o de avaliar as vantagens e desvantagens de dois tipos contratuais utilizados para a pesquisa e exploração de petróleo: o regime de concessão e o regime de partilha de produção. O estudo está dividido em seis capítulos, a seguir sumariados.

O primeiro capítulo descreve as linhas gerais do modelo de concessão, como internacionalmente concebido. Esse capítulo faz paralelo com o terceiro capítulo, o qual descreve o modelo internacionalmente utilizado de contrato de partilha de produção e, ao final, descreve também o contrato de prestação de serviços, menos utilizado. Tais capítulos são a essência do presente estudo.

O segundo capítulo descreve, com detalhamento, o modelo *brasileiro* de contrato de concessão. Aqui, são indicados os principais pontos do contrato de concessão e do modelo em voga no Brasil. No item 2.8, está sumariado o debate no Senado Federal ocorrido entre 2007 e 2008, antes e depois da revelação das descobertas do pré-sal, com indicações dos pontos sensíveis para o setor, na visão do Estado e das empresas petrolíferas.

O quarto capítulo discute dois pontos específicos: a) a necessidade de criação de uma nova empresa estatal para o setor, a qual atuaria, no regime de partilha de produção, em *joint venture* com os agentes privados; e b) a necessidade de emenda constitucional para a adoção, no Brasil, do contrato de partilha de produção.

O quinto capítulo sumaria as vantagens e desvantagem de cada modelo, concessão e partilha de produção. Sintetiza, assim, os pontos controvertidos dos dois modelos, como apresentados nos capítulos primeiro e terceiro.

O sexto capítulo tece as linhas conclusivas do estudo, em tópicos.

1. O CONTRATO DE CONCESSÃO PARA A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

1.1 Conceito de concessão

O regime de concessão para exploração de petróleo e derivados é o modelo mais antigo em uso no mundo. Como anota Alberto Clô, *concessions were the juridical instrument that from the beginning regulated most of the relationships between the states with oil reserves and foreign companies*³. David Johnston aponta que a concessão é utilizada, atualmente, em 44% dos países produtores de petróleo⁴.

Pelo regime de concessão, a propriedade do petróleo extraído em uma certa área (o bloco objeto da concessão), e por um certo período de tempo (em regra, de vinte a trinta anos), é exclusiva do concessionário⁵. Assim anota o *caput* do art. 176 da Constituição de 1988: “*garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra*”.

Nos comentários de Alberto Clô, desde a outorga da concessão, o concessionário detém uma modalidade de direitos absolutos sobre certa área objeto da concessão, o que lhe permite pesquisar, extrair e vender qualquer quantidade de petróleo, em troca de uma compensação de natureza financeira⁶. David Johnson utiliza a expressão “*concessionary systems*” para o modelo em que *o Estado outorga ao concessionário o direito de controlar todo o processo – da pesquisa à venda – dentro de uma área fixa e por um certo período de tempo*⁷.

1.2 Remunerações devidas ao Estado

Por se tornar o proprietário do petróleo extraído, deverá o concessionário pagar ao Estado, em dinheiro, os tributos incidentes sobre a renda (imposto de renda, contribuições etc.) e os *royalties*, remuneração incidente sobre a receita bruta auferida

³ Clô, Alberto. *Oil economics and policy*, p.59. The European Secretary for Scientific Publications, 2000.

⁴ Johnston, David. *How to evaluate the fiscal terms of oil contracts*, in HUMPHREYS, Macartan, SACHS, Jeffrey D., and STIGLITZ, Joseph; *Escaping the resource curse*. New York: Columbia University Press, 2007, p. 67.

⁵ Não serão de propriedade do concessionário quaisquer outros recursos naturais porventura existentes no bloco concedido.

⁶ Clô, Alberto. *op. cit.*, p.59: “*once a concession was obtained, a company would enjoy a kind of absolute right over a certain surface area of the state which had conceded it, allowing them to search for, extract and sell any amount of oil (at any price), in exchange for compensation of financial nature*”.

⁷ Johnston, David. *op. cit.*, p. 67: “*the government grants the company the right to take control of the entire process – from exploration to marketing – within a fixed area for a specific amount of time*”.

com a produção do petróleo, a ser pago em dinheiro (mais comum) ou em petróleo (*in natura*).

Admite-se, ainda, o pagamento pelo concessionário ao Estado de outras taxas, tais como bônus de assinatura (pago na assinatura do contrato de concessão), participação especial (sobre lucros extraordinários do projeto de exploração e produção de petróleo, se níveis elevados de petróleo forem produzidos) e taxa por ocupação ou retenção de área.

1.2.1 Bônus de assinatura

O bônus de assinatura possui a vantagem de ser um instrumento que gera renda ao Estado bem no início do projeto, bem como requer menos monitoramento administrativo do Estado no recolhimento dessa receita. A experiência internacional recomenda que os bônus de assinatura não sejam fixados em valor certo; devem assumir a forma progressiva, isto é, variável conforme o aumento no volume de produção de petróleo.

O bônus de assinatura pode desencorajar o investimento, especialmente se há risco geológico (o campo pode não ser produtivo) ou político (Estado sujeito a instabilidades institucionais). De toda a forma, se o ambiente é de incerteza quanto à produtividade do campo, o bônus a ser pago será menor do que o “correto”, isto é, o valor presente do recurso mineral depositado.

Como regra, o bônus de assinatura não deve corresponder à principal fonte de renda do Estado no projeto de exploração e produção de petróleo. A experiência internacional demonstra que esses bônus são cada vez menos importantes como fonte de receita para o Estado, vez que as práticas mais eficientes de licitação levam em consideração a oferta de uma maior alíquota de *royalties* ao Estado, ao invés de bônus de assinatura, o que assegura maior competitividade ao setor.

A adoção do modelo de bônus de assinatura como critério fundamental na escolha do vencedor favorece firmas maiores, as únicas capazes de antecipar elevadas somas de dinheiro e, assim, pagar maiores valores a título de bônus de assinatura.

1.2.2. *Royalties*

Os *royalties* garantem um ganho mínimo ao Estado, independentemente de o projeto ser ou não lucrativo para a companhia exploradora. De acordo com a experiência internacional, os *royalties* podem variar de dois a trinta por cento, sendo mais comum variarem entre cinco e dez por cento. São, em regra, pagos em dinheiro, como compensação pelo fato de o concessionário se tornar proprietário de todo o petróleo extraído.

Admite-se a formulação de alíquota progressiva de *royalties*, conforme o volume de produção de petróleo ou conforme a taxa de retorno.

Na concessão, além do bônus de assinatura, a única garantia de receita ao Estado são os *royalties*, pois incidem sobre o valor ou volume de produção, sem dedução de custos. Assim, basta que um poço esteja em produção para que o *royalty* seja devido. Já no caso do imposto de renda e das participações especiais, há a possibilidade de dedução de custos de produção no cálculo do valor devido.

Por isso, o concessionário poderá deixar de pagar qualquer valor a título de imposto de renda ou de participação especial, fato muito comum nas fases iniciais e finais do projeto. Isso significa que os *royalties* asseguram uma renda mínima ao Estado, mesmo se o projeto de exploração e produção de petróleo não for lucrativo.

Quanto à base de cálculo para a incidência dos *royalties*, é quase unânime o cálculo do valor do petróleo com fulcro no seu valor de mercado, sendo usual a definição desse valor por uma média obtida ao longo de certo período de tempo. Admite-se, em certos casos, o preço FOB, isto é, deduzidos os custos de transporte e seguro.

Os *royalties* também contribuem para a redução dos riscos da companhia petrolífera, mas se forem adotados em alíquota elevada, aumentam ferozmente os custos marginais de produção e, assim, reduzem os incentivos para investimentos, exploração e desenvolvimento do campo de petróleo, especialmente do campo marginal. Se, por sua vez, os custos de produção forem baixos, os *royalties* devem ser maiores.

1.2.3. *Tributação convencional*

Quanto à tributação convencional (imposto de renda, ICMS, contribuições etc.), há países que aplicam tributação progressiva em caso de alta no valor do petróleo ou no volume de produção, caso o contrato de concessão já não preveja uma taxa especial de retorno (*resource rent tax*) para a hipótese.

No caso brasileiro e no caso da maioria dos países, essa taxa existe e é chamada de participação especial. Mas a cobrança de tal taxa especial não afasta a incidência do imposto de renda, como anota a experiência da maioria dos países; em tais casos, porém, o imposto incide a alíquotas constantes, isto é, não progressivas.

Os tributos convencionais (imposto de renda, ICMS, contribuições etc.) devem incidir no setor de petróleo, em princípio, com as mesmas alíquotas aplicáveis aos demais setores da economia, mas: a) se o risco exploratório for alto, será necessário promover incentivo fiscal como meio de atrair investidores, b) se o valor do petróleo alcança nível elevado, há tendência à adoção de um regime fiscal mais rigoroso, c) em todos os casos, seja na concessão ou na partilha de produção, a tendência é de adoção de alíquotas progressivas.

Acerca do imposto de renda, especificamente, é largamente utilizado no mundo um mecanismo chamado *ringfencing*, segundo o qual não se permite a utilização de custos incorridos em um campo para fins de dedução de receitas em outro campo de produção.

Regras rigorosas sobre *ringfencing*, entretanto, estimulam fraudes tributárias, especialmente por meio de transferência de valores de sistemas/atividades sujeitos a uma maior tributação para outros sistemas/atividades sujeitos a menor tributação.

Tais transferências podem se dar por diversos mecanismos, tais como superfaturamento de custos de transportes, adoção de contratos de *leasing* entre empresas do mesmo grupo econômico, imposição de taxas de administração etc. O Brasil não adota regras de *ringfencing* para o imposto de renda. Admite-se, em tese, no plano jurídico, a adoção de uma contribuição social sobre o lucro líquido mais rigorosa para o setor, o que, no entanto, não é adotado no modelo brasileiro.

Outro ponto a ser considerado é a crítica, deduzida pelas empresas petrolíferas transnacionais, aos sistemas jurídicos dos seus países de origem, os quais não aceitam deduzir, do pagamento de imposto de renda em tais países, os valores gastos, no país

hospedeiro (aquele onde está localizada a planta industrial que produz petróleo), a título de *royalties*.

1.2.4 Taxas especiais de retorno (participações especiais)

A taxa especial de retorno, chamada no Brasil de participação especial, constitui dispositivo de captura progressiva de renda em projetos lucrativos e garante estabilidade de ganhos para o Estado; incide, portanto, apenas se elevados volumes de petróleo são produzidos, sendo calculada, no modelo brasileiro, a uma alíquota que varia entre dez e quarenta por cento da receita líquida auferida, isto é, deduzidos os custos de exploração e produção do petróleo.

O sistema de participações especiais confere progressividade ao regime de concessão, caracterizado pelo aumento progressivo da participação do Estado nas receitas, como decorrência de aumento no volume de produção. Tal sistema faz convergir os interesses do Estado com os incentivos para as companhias petrolíferas, dado que elevadas participações governamentais estão associadas à extração de elevados volumes de petróleo.

Como os custos são deduzidos⁸ da receita que servirá de base de cálculo para a alíquota, há incentivos perversos para que o contratante⁹ infle seus custos, (por exemplo, superavaliando o custo de transporte pago a empresa do mesmo grupo econômico) ou mesmo simulando preços artificiais de venda a empresas coligadas (subsidiárias, por exemplo), prática conhecida como transferência de preços.

A taxa especial de retorno, entretanto, não reflete uma significativa renda adicional para o Estado, porque: a) há dificuldades para o desenho da taxa, em especial quanto à definição do limite de isenção e das alíquotas; b) se as isenções forem elevadas, a taxa especial de retorno raramente será paga; c) se as isenções forem baixas, haverá enorme desincentivo ao investimentos, dado que os riscos geológicos envolvidos não são desprezíveis; d) se as isenções forem baixas e altas forem as alíquotas, as companhias petrolíferas terão forte incentivo em fraudar informações sobre custos, fato

⁸ Como referido na nota anterior, o mecanismo de *ringfencing* impede que o custo suportado em um campo seja utilizado como hipótese de dedução em outro. Mas a experiência internacional recomenda, aqui, a transferência de custos de campos distintos caso um deles tenha sido abandonado.

⁹ O termo contratante significa, no presente estudo, tanto a empresa privada ou estatal que contrata com o Estado a fim de explorar o campo de petróleo, seja na condição de concessionário ou de parte no contrato de partilha de produção.

este de difícil detecção; e) trata-se de renda sobre receita líquida, o que significa que custos elevados de exploração podem reduzir sensivelmente a renda estatal. Uma solução usual é a de criar um teto para a recuperação de custos, cláusula esta comum no contrato de partilha de produção.

1.2.5 Tamanho do bloco e remuneração do Estado

Uma forma de o Estado garantir receitas é licitar tamanhos menores de blocos, em especial se as perspectivas geológicas forem positivas. Tamanhos menores auxiliam o contratante a reduzir seus custos de exploração, o que aumenta a renda auferida pelo Estado com imposto de renda e participação especial, dado que essas receitas permitem a dedução de custos incorridos pelo contratante.

1.3. Ônus do risco de exploração

Na concessão, o Estado não assume qualquer risco com o custo da exploração, desenvolvimento, execução das obras e produção de petróleo. O risco do Estado é o de, no máximo, verificar a ocorrência de leilões negativos (isto é, sem que qualquer interessado apresente oferta) e, assim, ver adiada a exploração do petróleo nos campos ofertados em licitação.

O risco de exploração é suportado inteiramente pelo concessionário, em caráter exclusivo, ou seja, o concessionário possui a obrigação de arcar com todos os prejuízos em que venha a incorrer, sem direito a qualquer pagamento, reembolso ou indenização, caso não haja descoberta comercial no bloco concedido ou caso o volume de petróleo produzido seja insuficiente para a recuperação dos investimentos realizados e o reembolso das despesas, direta ou indiretamente, incorridas.

Será também, o concessionário, o único responsável civil pelos seus próprios atos e os de seus prepostos e subcontratados, bem como pela reparação de todos e quaisquer danos causados pelas operações e sua execução, independentemente da existência de culpa, devendo ressarcir ao Estado quaisquer ônus que este venha a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário.

1.4. Controle estatal sobre a atividade econômica exercida pelo concessionário

O contrato de concessão propicia ao Estado um menor controle sobre as fases de exploração e produção, bem como um menor controle sobre a política comercial (comercialização) do petróleo extraído, que é de propriedade do concessionário e que, portanto, decide a quem vende e a quanto vende, bem como se exporta ou não. O concessionário, portanto, possui o direito de controlar integralmente o processo, da exploração à comercialização, em uma área específica e por um certo período de tempo.

Mas é comum em diversos países, inclusive no Brasil, a possibilidade de o Estado restringir a venda ou exportação do petróleo, cru ou refinado, por exemplo, em caso de risco de desabastecimento de combustíveis no país, ou se o interesse ou a emergência nacional assim o exigir.

1.5. Incentivos a agentes privados

Regras no contrato de concessão que incentivam o investimento pelos agentes privados (exploradores de petróleo) são comuns em quase todos os países. São exemplos de tais regras: a) a recuperação integral dos custos incorridos na fase de exploração e produção, a qual é aplicável, no Brasil, sem limite de valor, no cálculo do imposto de renda e da participação especial, b) a permissão para o cálculo do valor da depreciação de bens de forma acelerada, também permitida no Brasil, c) a assunção, pela companhia exploradora, de créditos fiscais derivados de valores investidos, d) isenções tributárias temporárias e taxas reduzidas para áreas pouco exploradas, e) carregamento de prejuízos, por tempo ilimitado, para fins de deduções de bases de cálculos em etapas posteriores do projeto de exploração e produção de petróleo.

1.6. Concessão e ordenamento jurídico nacional

O contrato de concessão é mais utilizado em países com regime fiscal-tributário desenvolvido e sólido. Isso justifica seu uso mais freqüente no Ocidente.

1.7. Concessão e risco exploratório incerto

Em cenário de exploração de petróleo mais incerto (pouca informação disponível sobre a real lucratividade do campo), o modelo mais adequado a ser adotado é o de concessão com taxa especial de retorno, porque exige menos informações *ex ante* para o contratante.

Esse argumento foi utilizado pelo Brasil na escolha, à época da Lei do Petróleo, do regime de concessão como modelo contratual único para a exploração do petróleo. As recentes descobertas do pré-sal, entretanto, demonstram que a informação disponível no setor aumentou, em prol de cenários de menor risco exploratório.

Especulações atuais sobre a mudança nas alíquotas cobradas para a taxa de participação especial relembram a seguinte recomendação, anotada por Joseph Stiglitz¹⁰ e fruto da experiência internacional: deve o contrato de concessão possuir cláusulas *ex ante*, capazes de fomentar a renegociação do próprio contrato nas hipóteses de: a) descobertas de extensos depósitos de petróleo, b) elevação exagerada dos preços de petróleo, c) qualidade do petróleo inferior à esperada, d) custos de exploração e produção bem superiores ao esperado.

¹⁰ Stiglitz, Joseph. *What is the role of the State ?*, in HUMPHREYS, Macartan, SACHS, Jeffrey D., and STIGLITZ, Joseph; *Escaping the resource curse*. New York: Columbia University Press, 2007, pp. 40-1.

2. A LEI DO PETRÓLEO E O MODELO BRASILEIRO DE CONCESSÃO

Das regras editadas pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com foco na pesquisa e prospecção de petróleo, merecem destaque os tópicos a seguir.

2.1 Os princípios da política energética nacional e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O foco da política energética nacional reside no fomento à competitividade e ao desenvolvimento econômico do setor. Trata-se de um argumento favorável à adoção, no Brasil, de um sistema jurídico misto, admitindo-se que a exploração de petróleo se faça tanto por meio da concessão como por meio da partilha de produção, levando-se em consideração a diversidade de riscos geológicos e os volumes de petróleo existentes em cada campo de petróleo.

O desenvolvimento do setor, a valorização dos recursos energéticos, a conservação da energia, a garantia de fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, a promoção da livre concorrência e a ampliação da competitividade do País no mercado internacional e a atração de investimentos na produção de energia são os princípios diretamente afetados na definição do marco regulatório de pesquisa e prospecção de petróleo.

O desafio está, assim, na modulação de um regime de regulação que garanta o uso racional e eficiente dos recursos naturais, de um lado, e atração de investimentos em um ambiente que garanta competitividade e impeça o uso abusivo de poder econômico, de outro.

O CNPE, por sua vez, tem por missão promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, bem como estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender as necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e garantir cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

Entre 2001 e agosto de 2008, o CNPE editou setenta e quatro resoluções, com destaque para as orientações a seguir indicadas.

Primeiro, o conhecimento de bacias sedimentares deve ser ampliado. Isso reduz a assimetria de informação no setor, o que amplia as chances de o Estado negociar formas contratuais, alíquotas de remuneração e critérios de isenções que sejam aderentes à real lucratividade do projeto de exploração e produção de petróleo.

Segundo, as bacias marginais podem despertar o interesse de empresas de menor porte, o que exige a adoção de critérios de remuneração ao Estado *ex post*, isto é, ao final do contrato, a fim de eliminar barreira estrutural à entrada de empresas no setor, qual seja, o elevado custo inicial de investimento. A experiência internacional, por exemplo, fomenta critérios licitatórios que substituam o pagamento de bônus de subscrição por elevação de alíquotas de *royalties*.

Terceiro, as licitações devem tratar com isonomia a fixação de empresas nacionais ou estrangeiras no Brasil, regra que fomenta a competição no setor.

Quarto, deve ser incentivada a aquisição de bens e serviços, de produção nacional, para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Trata-se do conceito de “conteúdo local”, que adiante será analisado. Há forte regra de incentivo para o conteúdo local, dado que o volume de bens de conteúdo local que o concessionário adquirir constitui um dos critérios para a vitória em licitações.

2.2. Recursos minerais e território da União

Os recursos minerais objeto de propriedade da União correspondem aos depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva. Apesar da controvérsia internacional sobre a efetividade da Convenção Internacional de Montego Bay, a Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993 garante à União a propriedade dos recursos minerais de subsolo no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental.

Nos termos do art. 1º da Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993, o mar territorial é definido como uma faixa de doze milhas marítimas de largura, medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continente e insular. O art. 2º considera ser de propriedade exclusiva do Brasil os recursos minerais de subsolo existentes no mar territorial.

O art. 6º da Lei nº 8.617, de 1993, por sua vez, define como zona econômica exclusiva a faixa de doze a duzentas milhas marítimas, contadas a partir das linhas de

base que servem para medir a largura do mar territorial. O art. 7º reconhece que o Brasil possui direito ao uso exclusivo aos recursos de subsolo na zona econômica exclusiva.

O art. 11 define como plataforma continental o leito e o subsolo das áreas submarinas, em toda a extensão do prolongamento natural do território terrestre, ainda que este se estenda além do mar territorial; e, ainda quando o bordo da plataforma continental não alcançar duzentas milhas marítimas, define-se como plataforma continental a faixa de largura de duzentas milhas marítimas. O art. 12 reconhece que o Brasil possui direito ao uso exclusivo aos recursos de subsolo na plataforma continental.

2.3 As regras sobre exploração e produção do petróleo e o contrato de concessão

Sobre a exploração e a produção de petróleo, merecem atenção as seguintes regras:

- a) as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo serão exercidas apenas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação;
- b) os blocos do contrato de concessão serão definidos pela ANP; e
- c) os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção; incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo, para determinação de sua comercialidade; a fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

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.

O contrato de concessão possui duas fases: a) fase de exploração, com período de tempo definido, com o intuito de proceder à descoberta, e que se encerra com a declaração de comercialidade do campo; b) fase de produção, também com período de tempo definido, a qual engloba avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo.

A fase de exploração tem por objetivo viabilizar a descoberta de jazidas e, em seguida, permitir que o concessionário avalie tal descoberta. Entre as obrigações do concessionário, está a de cumprir o programa exploratório mínimo proposto na oferta

vendedora, com período variável entre três e oito anos. Nesse período, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis.

A avaliação da descoberta será realizada integral e necessariamente durante a fase de exploração. E antes do término da fase de exploração, o concessionário poderá, a seu critério exclusivo, efetuar a declaração de comercialidade da descoberta.

A fase de produção de cada campo começará na data da entrega pelo concessionário, à ANP, da respectiva declaração de comercialidade, e terá a duração de 27 (vinte e sete) anos, podendo ser reduzida ou prorrogada, conforme o contrato de concessão. A prorrogação poderá ser requerida pelo concessionário ou pela própria ANP. Concluída a fase de produção, o campo será devolvido à ANP.

No início da fase de produção, deve o concessionário entregar o plano de desenvolvimento, preparado com observância da racionalização da produção e o controle do declínio das reservas, de acordo com a legislação brasileira aplicável e com as melhores práticas da indústria do petróleo.

São de inteira responsabilidade do concessionário todas as construções, instalações e o fornecimento dos equipamentos para a extração, tratamento, coleta, armazenamento, medição e transferência da produção.

Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção. Se as partes não chegarem a um acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de direito aplicáveis.

Cabe à ANP fiscalizar a execução do contrato de concessão e o cumprimento das obrigações assumidas pelo concessionário, em especial: a) os pagamentos pela ocupação (ou retenção) das áreas; b) o pagamento dos royalties; c) o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; d) as condições de devolução das áreas; e) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; f) o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais; g) o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora; h) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente.

O contrato de concessão prevê ainda que a ANP – diretamente ou mediante convênios com órgãos dos Estados ou do Distrito Federal – exercerá o acompanhamento e fiscalização permanentes das operações realizadas nos blocos concedidos.

O objetivo é o de assegurar que o concessionário adote as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedeça às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes – inclusive com vistas à segurança das pessoas e equipamentos, à conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais e à proteção do meio ambiente.

Possui a ANP, nos termos das concessões firmadas, livre acesso às áreas da concessão e às operações em curso, aos equipamentos e instalações utilizados, bem como a todos os registros, estudos e dados técnicos disponíveis, inspeção de instalações e de equipamentos.

A concessão exige que o concessionário obedeça um programa anual de produção, por ele elaborado e entregue à ANP até o dia 31 de outubro de cada ano civil.

O programa anual de produção exige que o concessionário forneça explicações cabíveis, sempre que o total anual da produção sofra uma variação, a menor ou a maior, igual ou maior do que 10% (dez por cento), quando comparado com o total anual respectivo previsto no plano de desenvolvimento em vigor aplicável ao Campo. Não se admite, ainda, variação, a menor ou a maior, que supere 15% (quinze por cento) em relação ao nível de produção previsto para cada mês, exceto quando essa variação resultar de motivos técnicos, caso fortuito ou força maior, conforme justificativa a ser apresentada à ANP.

Acerca da reversão, todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrante da área de concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis, de acordo com as regras aplicáveis para o cálculo da participação especial e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público, reverterão à posse e propriedade da União Federal e à administração da ANP, quando for excluído bloco da área de concessão ou quando houver extinção do contrato de concessão.

No entanto, se houver compartilhamento de bens para as operações de dois ou mais Campos numa mesma área de concessão, o concessionário poderá reter tais bens até o encerramento de todas as operações.

A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP.

A concessão se extingue: I – pelo vencimento do prazo contratual; II – por acordo entre as partes; III – pelos motivos de rescisão previstos em contrato; IV – ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato; V – no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não justifique investimentos em desenvolvimento.

2.4. As regras sobre licitação

O CNPE, ao editar a Res. nº 8, de 2003, impôs diretrizes licitatórias a serem seguidas pela ANP. Essa Resolução exige que a ANP fixe percentual mínimo de bens, produzidos no Brasil, a serem utilizados na exploração e produção de petróleo e gás natural, percentual este que deve ser ajustado à capacidade de produção nacional (volume de produção) e aos seus limites tecnológicos.

O modelo de delimitação de blocos deve ser flexível, a fim de que o licitante possua flexibilidade de escolha, de forma a maximizar seu interesse exploratório.

Em termos de critérios para julgamento das ofertas, a ANP, em regra, estabelece no edital que o conteúdo local (compromisso em adquirir bens e serviços da indústria nacional, que é crescente a cada rodada de licitações) possui peso de 20%; o programa exploratório mínimo representa 40% e o bônus de assinatura possui também 40%. O programa exploratório mínimo corresponde a investimentos importantes tanto na área de geologia como na área de levantamento geofísico, perfuração de poços, etc. E o bônus de assinatura é o valor pago para a assinatura do contrato de concessão. Portanto, os valores a serem pagos a título de *royalties* e de participações especiais não são utilizados como critérios para a licitação. Como será visto adiante, esses valores são fixos e determinados; a alíquota de *royalties* possui piso e teto definidos em lei (cinco por cento e dez por cento, respectivamente); a exata alíquota de *royalties* é definida no edital de licitação; as alíquotas de participação especial são definidas em decreto presidencial.

2.5. As participações governamentais

São as seguintes as participações governamentais do modelo brasileiro de concessão: I – bônus de assinatura; II – *royalties*; III – participação especial; IV – pagamento pela ocupação ou retenção de área.

2.5.1. Os bônus de assinatura

O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo, o qual deverá ser efetivado no ato da assinatura do contrato, em parcela única.

Desde 1997, a ANP já arrecadou, em bônus de assinatura, um valor aproximado de R\$ 3,3 bilhões.

2.5.2. Os royalties

Os royalties 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. A alíquota básica é de dez por cento do valor da produção de petróleo ou gás natural, podendo ser reduzida em até cinco por cento, conforme será detalhado adiante.

A alíquota de dez por cento poderá ser reduzida em até cinco por cento pela ANP, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes. Tal redução deve ser prevista no edital de licitação correspondente.

No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos royalties.

O valor dos *royalties*, apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, será pago até o último dia útil do mês subsequente.

Os critérios para o cálculo do valor dos *royalties* estão estabelecidos em decreto do Presidente da República (Decreto n. 2.705, de 1998), em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

Os *royalties* incidem sobre a produção mensal do campo produtor, isto é, os *royalties* correspondem a uma alíquota sobre o valor da produção. O valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores: (1) alíquota dos *royalties* do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%; (2) a produção mensal de petróleo e gás natural do campo¹¹; e (3) o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês, como determinam os artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/98¹².

Os volumes de produção de petróleo são medidos por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento. À ANP compete o dever de fiscalizar a medição e normatizar: a) a periodicidade da medição, b) os procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos¹³, c) a frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados, e d) as providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de petróleo e gás natural efetivamente recebida pelo concessionário.

O preço de referência a ser aplicado, em cada mês, ao petróleo produzido, em cada campo, durante o referido mês, será igual à média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário em condições normais de mercado¹⁴ ou o preço mínimo estabelecido pela ANP, o que for maior.

O concessionário deverá apresentar à ANP, todos os meses, os preços de venda do petróleo produzido no campo, bem como, sempre que exigido pela ANP, deverá apresentar a documentação de suporte para a comprovação das quantidades vendidas e dos preços de venda do petróleo. Fica clara, portanto, a necessidade de a ANP possuir

¹¹ A queima de gás em *flares*, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos *royalties* devidos.

¹² A parcela do valor dos *royalties* previstos no contrato de concessão, correspondentes ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma estabelecida na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. E a parcela do valor dos *royalties* previstos no contrato de concessão, que exceder ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma do disposto no art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997. A distribuição dos *royalties* entre os entes políticos não constitui, entretanto, objeto de análise do presente estudo.

¹³ A condição padrão de medição é aquela em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é de 20°C (vinte graus centígrados).

¹⁴ Os preços de venda serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, serão livres a bordo (FOB).

um sistema de fiscalização eficaz, sob pena de se estimular as companhias petrolíferas a subfaturar o montante produzido e/ou o preço praticado.

O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP, em cada mês, com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo, similares ao extraído no campo, cotados no mercado internacional.

Depreende-se que os *royalties* correspondem a uma forma de compartilhamento de receitas, e não de lucros, porquanto a alíquota referente aos *royalties* incide sobre o faturamento obtido com a venda de petróleo/volume de produção, não sendo permitida a dedução dos custos decorrentes da exploração.

O *royalty* arrecadado pela União, somados os setores de petróleo e gás natural, saltou de R\$ 190 milhões, em 1997, para R\$ 7,7 bilhões em 2007.

2.5.3. A participação especial

Sobre a participação especial, o edital e o contrato estabelecem que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, regulamentada em decreto do Presidente da República.

Constitui a participação especial, assim, compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.

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

Em suma, a participação especial corresponde a uma forma de compartilhamento de lucros (chamado, no caso, de “receita líquida”), dado que os custos, *royalties* e tributação podem ser deduzidos da base de cálculo da participação especial.

Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, são aplicadas alíquotas progressivas sobre a *receita líquida* da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

O critério adotado pelo Decreto n. 2.705, de 1998, impõe maior alíquota de participação especial se a lavra está localizada em terra, se o campo produz petróleo há mais de três anos, se a profundidade de extração é menor e se maior for o volume de produção. A sistemática adotada pelo Decreto não prevê a mera multiplicação do valor de receita líquida trimestral pela alíquota indicada (de 10% a 40%); antes de se aplicar a alíquota, o Decreto permite uma *dedução* do valor da receita líquida trimestral, *dedução* esta indicada pelo número fixado na tabela em cada faixa de produção, o qual deverá ser dividido pelo efetivo volume de produção no trimestre. Trata-se de verdadeira dedução, já que o *número* fixado na tabela, por faixa de produção, é sempre *menor* que o número correspondente ao volume efetivo de produção no trimestre. Tal regra reduz, significativamente, o valor devido a título de participação especial.

Sobre a questão relativa à majoração das alíquotas, considera-se, do ponto de vista jurídico, que a alteração das alíquotas não exige edição de lei, mas apenas de novo Decreto. Ocorre, porém, como será visto adiante (item 2.5.3.1), que os atuais contratos de concessão em vigor fazem referência às alíquotas de participações especiais nos termos do Decreto nº 2.705, de 1998.

Eventual majoração das alíquotas por novo Decreto não poderia, portanto, ser aplicada aos contratos em vigor, mas tão-somente aos novos contratos, dado que a redação dos contratos atuais sinaliza alíquotas de participação especial nos termos do Decreto nº 2.705, de 1998. Esse foi, inclusive, o posicionamento do Conselho Nacional de Política Energética.

O Anexo I apresenta o detalhamento do cálculo das participações especiais.

Ponto relevante na análise das participações especiais está no cálculo da receita líquida de produção, a qual leva em consideração a possibilidade de dedução de custos incorridos pelo concessionário na produção do petróleo. O tema está regulado na Portaria nº 10, de 13 de janeiro de 1999, da Agência Nacional do Petróleo.

Pela Portaria citada:

a) a receita líquida da produção de cada campo corresponde à receita bruta da produção do campo somada às adições prescritas e descontadas as deduções autorizadas;

b) o período-base de incidência da participação especial devida é o trimestre do ano civil; e

c) a receita bruta de produção é obtida pelo somatório dos produtos dos volumes de produção fiscalizada mensais de petróleo¹⁵, com base nos seus respectivos preços de referência mensais.

Para fins de apuração da receita líquida de produção, são dedutíveis da receita bruta da produção:

a) os gastos incorridos pelo concessionário a título de pagamento do bônus de assinatura do contrato de concessão, quando for o caso;

b) os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão¹⁶;

c) os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de desenvolvimento e de produção dos campos petrolíferos na área de concessão¹⁷;

¹⁵ Os volumes de produção mensais são medidos pelo concessionário, o qual utiliza técnica autorizada e fiscalizada pela ANP.

¹⁶ Inclui-se no conceito de exploração e perfuração: a) a aquisição e processamento de dados geológicos e geofísicos; b) os estudos e levantamentos topográficos, aéreos, geológicos e geofísicos, incluindo a sua interpretação; c) a perfuração e abandono de poços exploratórios; d) a execução de testes de formação e de produção para a avaliação da descoberta; e) a implantação de instalações utilizadas para apoiar os propósitos acima, incluindo serviços e obras de engenharia civil; f) a execução de obras de infra-estrutura para apoiar os propósitos acima; g) a aquisição de insumos consumidos nas operações; h) o pessoal, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações; i) os alugueis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas operações; j) os royalties comerciais; k) a assistência técnica, científica ou administrativa; l) a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações, m) outros serviços relacionados com as atividades referidas nos itens anteriores; n) os encargos de depreciação dos bens aplicados nas operações; o) os pagamentos realizados pela ocupação ou retenção de área, de que trata o inciso IV do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, na fase de exploração e no desenvolvimento da fase de produção; p) os pagamentos de tributos, desde que diretamente relacionados às atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão; q) outros gastos relacionados às atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão, cuja dedutibilidade, na apuração da receita líquida da produção, seja autorizada pela ANP; r) os dispêndios com o apoio operacional e complementar às atividades indicadas nos itens anteriores, que incluem a administração da área técnica, a operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais, e o controle de impacto ambiental, desde que comprovada a sua relação com as referidas atividades.

¹⁷ Inclui-se no conceito de desenvolvimento e produção: a) a construção de instalações de extração, coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural, compreendendo plataformas marítimas, tubulações, unidades de tratamento de petróleo e gás natural, equipamentos e instalações para medição da produção fiscalizada, equipamentos para cabeça de poço, tubos de produção, linhas de fluxo, tanques e demais instalações exclusivamente destinadas à extração, bem como oleodutos e gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção, excluídos os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades; b) a execução de obras de infra-estrutura para apoiar as atividades acima; c) os estudos e projetos das instalações, d) as operações rotineiras de produção, compreendendo a produção de petróleo ou gás natural, por elevação tanto natural quanto artificial, tratamento, compressão, transferência, controle, medição, testes, coleta, armazenamento e transferência de petróleo, gás natural ou ambos; e) as intervenções nos poços de produção e injeção e a manutenção e reparo de equipamentos e instalações de produção em geral; f) a aquisição de insumos consumidos nas referidas atividades; g) o pessoal aplicado nas referidas atividades, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações de produção; h) os alugueis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas referidas atividades; i) os royalties comerciais; j) os royalties sobre a produção de petróleo e gás natural previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997; k) o pagamento pela ocupação ou retenção de área, durante a fase de produção, previsto no inciso IV do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997; l) os pagamentos devidos aos proprietários de terra, durante a fase de produção, previsto no art. 52 da Lei nº 9.478, de 1997, quando for o caso; m) a assistência técnica, científica ou administrativa; n) a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações; o) outros serviços contratados pelo concessionário com terceiros, além dos já referidos acima; p) o valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção que o concessionário investir em programas e projetos de pesquisa e desenvolvimento, nos termos do contrato de concessão; q) a amortização dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades do campo produtor que

d) os valores provisionados pelo concessionário, com prévia anuência da ANP, para cobrir as despesas futuras com o abandono e a restauração ambiental da área do campo¹⁸;

e) os gastos efetivamente incorridos pelo concessionário em operações de abandono de poços durante a fase de produção, quando tais gastos não forem incluídos nos valores provisionados referidos no inciso anterior.

Permite-se a cumulação dos gastos indicados nos itens “a” e “b” acima, os quais poderão ser integralmente amortizados na apuração da receita líquida da produção, a partir da data de início da produção, em qualquer período-base, a critério do concessionário.

E, pelo art. 52 da Portaria nº 10, o concessionário poderá compensar, total ou parcialmente, a receita líquida da produção negativa apurada em um ou mais períodos-base, sem possibilidade de acrescer atualização monetária, com a receita líquida da produção positiva apurada em períodos-base subseqüentes.

No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos. Se há concessionários distintos em tais campos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial.

A fim de permitir a fiscalização da ANP no cômputo das deduções, todo concessionário deverá manter registros financeiros e contábeis detalhados dos gastos efetuados em benefício das operações da área de concessão, bem como manter em dia o inventário e os registros de todos os bens, inclusive, mas não limitados, a instalações, construções, equipamentos, máquinas, materiais e suprimentos, que sejam necessários para as operações e sua execução.

A complexidade dos critérios que elencam as hipóteses de dedução de custos para fins de cálculo das participações especiais, como previsto na Portaria/ANP nº 10, de 1999, criam cenários favoráveis ao superfaturamento de custos pelas empresas petrolíferas e conseqüente perda de receita pelo Estado. Os custos de monitoramento

contribuam para a formação do resultado de mais de um período-base; r) os encargos relacionados à depreciação dos bens aplicados no campo produtor; s) os tributos diretamente relacionados às operações de produção de petróleo e gás natural; t) outros gastos relacionados às atividades do campo produtor, cuja dedutibilidade, na apuração da receita líquida da produção, seja autorizada pela ANP; u) os dispêndios com o apoio operacional e complementar do campo, incluindo a administração da área técnica, operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais e o controle de impacto ambiental, desde que de comprovada sua relação com o campo produtor.

¹⁸ A dedução desses gastos exige previsão no plano de desenvolvimento pertinente aprovado pela ANP. Tais gastos de abandono e restauração ambiental compreendem os dispêndios com o tamponamento, cimentação e demais

(fiscalização) para o Estado também são consideráveis, o que evidencia ser a participação especial, como todo encargo incidente sobre rendas líquidas crescentes, um sistema justificável do ponto de vista teórico, mas desafiador em sua implementação fática.

2.5.3.1. O pré-sal e a reformulação dos critérios de cálculo da participação especial

Antes de a agenda política brasileira discutir a descoberta de reservas de petróleo no pré-sal, estava em voga o argumento utilizado pelas empresas petrolíferas, no sentido de que a participação especial, como estruturada no Decreto em vigor, pode desestimular a instalação de um segundo sistema de produção (planta industrial de exploração de petróleo), porquanto o aumento da produção, em um campo que já produz volume com margem sujeita à participação especial, fará incidir, cada vez mais e mais, alíquotas progressivas de participação especial.

É evidente que, para o aumento significativo de produção de petróleo, é necessária a instalação de outro sistema de produção no mesmo campo. O segundo sistema custa o mesmo ou mais do que o primeiro sistema de produção. E, ao se aumentar a produção, a participação especial amplia sua alíquota progressivamente, desestimulando assim o investimento adicional no campo de produção.

A descoberta de reservas de petróleo no pré-sal suscitou outro debate: admite-se a elevação das alíquotas da participação especial para os contratos de concessão em vigor ?

A posição majoritária, reconhecida pelo CNPE¹⁹, é a de que os contratos de concessão em vigor seguirão, sempre, as regras sobre participação especial estipuladas no Decreto nº 2.705, de 1998. Isso porque os contratos de concessão, em cláusula expressa, fazem integrar o conteúdo de regras vigentes pelo Decreto nº 2.705, de 1998, quando da assinatura do contrato. Eventual alteração das regras, o que exigiria a edição de novo Decreto, seriam aplicáveis, assim, apenas às novas concessões²⁰. Essa compreensão, inclusive, endossou a decisão do CNPE de suspender as novas rodadas de licitações.

operações necessárias ao fechamento seguro dos poços, assim como a desconexão e remoção das linhas e a retirada das unidades estacionárias e flutuantes de produção (art. 19 da Portaria/ANP nº 10, de 1999).

¹⁹ O CNPE expressamente anotou essa interpretação ao editar a Resolução nº 6, de 2007, a qual determina que as áreas em pré-sal já licitadas e objeto de concessões em andamento observem, rigorosamente, os direitos adquiridos dos exploradores, os contratos e os atos jurídicos perfeitos.

²⁰ Outros argumentos favoráveis à elevação das alíquotas e/ou mudança dos critérios estão delineados no item 2.8.8.

A União arrecadou, a título de participações especiais, aproximadamente R\$ 1 bilhão no ano 2000, valor esse que saltou para R\$ 8,8 bilhões em 2007²¹.

2.5.4. Taxa por ocupação ou retenção de área

O pagamento pela ocupação ou retenção de área estará previsto no edital e no contrato e deverá ser apurado em cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e é aplicável, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento.

O valor é fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma do Decreto nº 2.705, de 1998, do Presidente da República.

Pelo Decreto, os valores unitários, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados, no edital e na concessão, pela ANP, a qual levará em conta as características geológicas, a localização da bacia sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

I – Fase de Exploração: R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;

II – Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;

III – 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;

IV – Fase de Produção: R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração²².

A União arrecadou, apenas em 2007, R\$ 130 milhões a título de retenção de área.

A taxa por ocupação ou retenção de área é utilizada em diversos países. No modelo brasileiro, seus valores não são elevados, o que minimiza seu aspecto negativo: criar barreira estrutural à entrada de empresas de pequeno e médio porte, porquanto seu pagamento é devido antes mesmo de o campo de petróleo ingressar na fase produtiva.

²¹ A distribuição, entre os entes políticos, dos recursos pagos a título de participação especial, não constitui objeto do presente estudo.

²² Os valores unitários acima referidos serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna – IGP – DI, da Fundação Getúlio Vargas. Os valores unitários estabelecidos no

Outro aspecto negativo reside na possibilidade, se valores altos forem cobrados, de se desestimular a produção em campos marginais, ou mesmo incentivar a empresa petrolífera a abandonar a produção no campo de forma precoce, isto é, antes de seu exaurimento.

2.5.5. Direito de superfície

Constará também do contrato de concessão de *bloco localizado em terra* cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Trata-se de direito assegurado pela Constituição, no parágrafo segundo do art. 176: “É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei”.

A participação será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco. A Portaria da ANP nº 143, de 28 de setembro de 1998, regula a matéria e estabelece os critérios de pagamento do direito de superfície aos proprietários.

O pagamento da participação devida aos proprietários da terra obedece a periodicidade mensal, a partir do mês em que ocorrer o efetivo início da produção.

O valor da participação devida aos proprietários de terra corresponde a 1% (um por cento) do volume total de produção de petróleo, salvo nos campos marginais de petróleo, onde o percentual poderá ser reduzido no edital para um mínimo de até 0,5% (cinco décimos por cento).

Em 2007, foram pagos R\$ 96 milhões aos proprietários de terras, valor esse que corresponde à soma da produção de petróleo e gás natural.

2.6. O conteúdo local

O conteúdo local corresponde a uma exigência imposta ao concessionário, no contrato de concessão firmado pela ANP com a empresa vencedora, correspondente a

contrato de concessão serão reajustados com periodicidade anual, a partir da data da assinatura do contrato, pelo IGP – DI acumulado nos doze meses antecedentes à data de cada reajuste.

um percentual mínimo de participação de empresas brasileiras no fornecimento de bens, sistemas e serviços para o desenvolvimento das atividades objeto da concessão. Este percentual é determinado no edital de licitação e é detalhado no contrato de concessão.

A exigência de conteúdo local, prevista na Resolução n. 8, de 2003, do CNPE, visa a impulsionar o desenvolvimento da indústria nacional afeta à produção de petróleo.

O contrato de concessão também exige que o concessionário contrate o fornecedor brasileiro sempre que sua oferta apresente condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores.

O modelo padrão de contrato de concessão, disponível no sítio da ANP, sugere um mínimo de 37 % de conteúdo local para a fase de exploração de blocos em águas profundas, isto é, acima de 400 metros, e um máximo de 77% de conteúdo local para a fase de desenvolvimento de blocos em terra.

Mas tais percentuais são revistos em cada rodada de licitação e, a partir da quinta rodada, o conteúdo local abrangeu aproximadamente 80% na fase de exploração e 85% na fase de desenvolvimento.

A adoção de taxas crescentes de conteúdo local pode desestimular o investimento no setor, em especial se o parque industrial brasileiro não puder atender, com prazos e preços competitivos, a demanda das empresas petrolíferas. Tal medida prejudica especialmente as empresas nacionais e estrangeiras que possuem acesso competitivo a ativos e recursos tecnológicos provenientes de outros países.

Os percentuais exigidos pela ANP podem ser reduzidos caso: a) o concessionário receba proposta de preço excessivamente elevado para aquisição de bens e serviços locais, quando comparados com os preços praticados no mercado internacional, b) os prazos de entrega ofertados forem muito superiores aos praticados pelo mercado internacional, e c) o concessionário opte por nova tecnologia, não disponível por ocasião da licitação, não-prevista nas planilhas do contrato de concessão e não oferecida pelos fornecedores locais.

A ANP poderá ainda autorizar a transferência de excedente de percentual de cumprimento de conteúdo local na fase de exploração para a etapa de desenvolvimento.

O cumprimento dos parâmetros de conteúdo local prometido pelo licitante vencedor é aferido por etapas, à medida que são montadas as instalações. A sanção imposta pelo contrato de concessão, em caso de descumprimento do volume de conteúdo nacional prometido, é a aplicação de multa pecuniária, a qual é gradativa e,

em caso de reiteradas reincidências, declara-se a extinção da concessão e determina-se a devolução do campo à ANP.

A Portaria ANP n. 180, de 2003, regulamenta a apresentação de demonstrações contábeis, realizadas pelo concessionário, com o intuito específico de comprovar a contratação de conteúdo local nos níveis exigidos no contrato de concessão.

Como será anotado a seguir (item 2.8.5), as empresas petrolíferas sustentam que a Portaria mencionada não possui a clareza e objetividade necessária à aferição satisfatória das exigências de conteúdo local.

2.7. Política comercial do concessionário e atuação da ANP

O contrato de concessão, ao assegurar o direito de propriedade do petróleo extraído ao concessionário, confere-lhe ampla discricionariedade em formular sua política comercial de venda do petróleo, tais como exportar o óleo cru, vendê-lo a refinarias para que abasteça o mercado interno ou mesmo para que exporte os derivados do refino de petróleo, em uma estratégia que corrobora o forte grau de verticalização industrial existente no setor.

Está assegurado ao concessionário, assim, a livre disposição dos volumes de petróleo e gás natural, por ele recebidos no ponto de medição da produção.

Mas, mesmo no regime de concessão, o Estado pode restringir a amplitude da política comercial do concessionário.

Por exemplo, em caso de emergência nacional que possa colocar em risco o fornecimento de petróleo no território nacional, em ato do Presidente da República ou do Congresso Nacional, se houver necessidade de limitar exportações de petróleo, poderá a ANP, mediante notificação por escrito, com antecedência de 30 (trinta) dias, determinar que o concessionário atenda, com petróleo por ele produzido, às necessidades do mercado interno ou de composição dos estoques estratégicos do País²³
²⁴. A participação do concessionário será feita, em cada mês, na proporção de sua participação na produção nacional de petróleo e gás natural.

²³ A Res. nº 7, de 2001, do CNPE, criou o Comitê Técnico nº 4, o qual é responsável por realizar uma análise custo/benefício e eventualmente propor a criação de um sistema nacional de estoque de combustíveis e um plano anual de estoques estratégicos de combustíveis, bem como propor um plano de contingências que minimize os impactos no suprimento de combustíveis que possam ser provocados por eventos tais como greves, acidentes ou conflitos externos.

²⁴ A Res. nº 8, de 2003, do CNPE, confere ao Ministério de Minas e Energia competência para fixar a relação ideal entre o volume de reservas do País e o nível de produção de petróleo e gás natural.

O Decreto nº 2.926, de 1999, sujeita à autorização da ANP a exportação de petróleo e seus derivados, atividade que poderá ser realizada por qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sede e administração no País, desde que detentora de autorização expedida pela ANP. E, como diretriz básica, a atividade de exportação obedecerá às prioridades fixadas pelo CPNE ao fixar a política energética nacional e não deverá comprometer as necessidades de abastecimento nacional.

Outro mecanismo reside na criação de um imposto de exportação para o petróleo, em alíquota considerável, a fim de desestimular a exportação. Esse imposto, por exemplo, poderia incidir apenas se o preço do barril do petróleo alcançasse um valor elevado.

2.8 A atual dinâmica do mercado brasileiro de exploração e produção de petróleo e as descobertas do pré-sal

Em dois debates ocorridos no Senado Federal, o primeiro em 28 de maio de 2007, na Subcomissão temporária da CAE, de regulamentação dos marcos regulatórios²⁵, e o segundo em junho de 2008, na Comissão de Assuntos Econômicos, foram levantados como desafios para o desenvolvimento e a eficiência econômica do setor os pontos abaixo elencados, nos itens 2.8.1 a 2.8.10, bem como as vantagens e desvantagens do modelo de concessão de petróleo, se comparado com a partilha de produção, tema esse que será desenvolvido em capítulo próprio (capítulo 5).

2.8.1 Custo das sondas

O custo das sondas é elevado e isso constitui uma barreira estrutural à entrada no mercado de exploração e produção de petróleo, caracterizada pelos altos investimentos iniciais necessários ao desempenho da atividade econômica no setor.

A elevação dos preços do petróleo no cenário prévio à crise financeira instalada ao final de 2008 produziu, também, um aumento nos custos da atividade. As sondas de segunda e terceira gerações, um pouco mais antigas, tiveram, no período de 12 meses, um acréscimo de cem mil dólares no valor de suas diárias, chegando a trezentos e

²⁵ Presidida pelo Senador Delcídio Amaral, contou com a participação de Haroldo Borges Rodrigues Lima, Diretor-Geral da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP, John Haney, Vice-Presidente de

cinquenta mil dólares. E as sondas mais modernas, de quinta e sexta geração, necessárias à exploração em águas profundas, chegaram a ser alugadas por diárias entre quinhentos e seiscentos mil dólares.

Tais custos devem ser considerados ao se definir o modelo de exploração e a economicidade dos projetos. Diante de custos elevados, o modelo de concessão traz mais incentivos às companhias produtoras, porque não há limite para a dedução (recuperação) de custos, limite esse comum nos contratos de partilha de produção.

Outra questão está no prazo de entrega das sondas, cada vez maior. Como ativo crítico que é, há fila de espera entre as companhias produtoras de petróleo pelas sondas encomendadas. Esse fato está justificando o atraso na exploração de áreas exploratórias no Nordeste Meridional e no Nordeste Setentrional.

2.8.2. A prorrogação da concessão e os barris contabilizáveis (booking barrels)

As reservas petrolíferas que constam dos ativos de uma companhia produtora, tema sensível ao valor de suas ações nas Bolsas, são aceitas internacionalmente em duas modalidades.

A primeira modalidade é a SPE, SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEER, a qual considera contabilizável para a companhia petrolífera todo o óleo que possa ser extraído do campo, independentemente do prazo de concessão. Essas são as reservas chamadas SPE.

A outra modalidade é a chamada SEC, da Bolsa de Valores Norte-Americana, SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION, a qual permite que a companhia contabilize em seus ativos apenas o petróleo que possa ser extraído, de acordo com as melhores técnicas da indústria, até o final do prazo de concessão.

Como no Brasil a concessão possui prazo de 27 anos, as companhias petrolíferas alegam estarem sendo penalizadas de acordo com o critério SEC. A solução, para as companhias petrolíferas, está na oferta, pela ANP, de certificado escrito que ateste a possibilidade de prorrogação da concessão, se a operadora atender as melhores práticas da indústria. A SEC reconhece o valor de tal documento, desde que emitido pela agência reguladora.

Exploração e Produção da Shell do Brasil, e Ricardo de Moura Albuquerque Maranhão, Ex-Presidente da Associação dos Engenheiros da Petrobrás, AEPET.

2.8.3. Os incentivos a novas tecnologias

As companhias petrolíferas consideram fundamental o incentivo da legislação à aquisição de equipamentos e de novas tecnologias, capazes, por exemplo, de permitir a extração de petróleo extra pesado.

2.8.4. Questões ambientais

O licenciamento ambiental é uma das preocupações da indústria petrolífera, em especial porque torna imprevisível o planejamento econômico e financeiro para aquisição e instalação das sondas.

2.8.5. A atual cartilha de conteúdo local

As companhias petrolíferas criticam o detalhamento excessivo da cartilha da ANP voltada para a definição das obrigações de conteúdo local. O cenário aponta para regras que podem ser simplificadas.

2.8.6. O risco de investir

O risco de investir constitui ponto essencial na indústria do petróleo. A fase de exploração possui custos aproximados de oitenta a duzentos milhões de dólares sem qualquer garantia de que haverá produção. Isso corresponde a sessenta por cento do que será desembolsado em todo o projeto de exploração, desenvolvimento e produção do petróleo, ou seja, tais sessenta por cento dos custos são gastos antes do início da produção.

Os custos elevados da fase de exploração (e os riscos elevados do negócio, por consequência) estão relacionados ao fato de que os métodos indiretos de localização de petróleo (análise das formações geológicas) não são suficientes: é indispensável que se faça um furo, pelo menos, para se identificar a existência do petróleo; esse furo dá indícios da existência do petróleo e de suas características, tais como permeabilidade, porosidade etc. Mas, para que o volume de petróleo seja definido, são necessários outros furos de avaliação, o que amplia os custos.

Outra questão está relacionada ao início da produção: leva em média dez anos para iniciar, a contar do primeiro centavo gasto pela companhia petrolífera, ao pagar o bônus de assinatura.

2.8.7. Os recursos humanos

O crescimento da indústria do petróleo provoca uma guerra mundial por recursos humanos, em especial por engenheiros e geólogos. Criam-se empregos e os salários estão crescendo nesse setor.

2.8.8. As participações especiais devem ser ampliadas

Os critérios de isenção e as alíquotas da participação especial foram desenhados em 1998, quando o barril do petróleo custava catorze dólares. Ao preço atual do barril do petróleo, a isenção oferecida saltou aproximadamente oito vezes em termos de valor, isto é, hoje o Brasil isenta oito vezes mais do que isentava em 1998. A atualização do Decreto de participações especiais constitui, assim, medida necessária, independentemente do cenário configurado após as descobertas anunciadas de petróleo na camada de pré-sal.

A elevação do preço do petróleo conduz a uma percepção de que as isenções devem diminuir (em volume de petróleo) e as alíquotas da participação especial devem ser maiores. Outra mudança estaria em abandonar as referências feitas em volume de petróleo extraído e adotar critérios vinculados ao faturamento da companhia petrolífera, de acordo com o preço de mercado do petróleo e da rentabilidade auferida pelo produtor.

A adequação do decreto presidencial sobre participações especiais à nova realidade do mercado de petróleo poderá propiciar uma adequada repartição da renda petroleira, entre Estado (*government take*) e empresas exploradoras (*contractor take*). Tal adequação, porém, como anotado acima (item 2.5.3.1), deve respeitar os contratos de concessão em vigor e, assim, ser aplicada apenas às novas contratações.

2.8.9. Pré-sal: baixo risco exploratório e alto potencial de produção

O pré-sal corresponde a uma área que vai da divisa de Santa Catarina, avança pelo Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro, em forma de trapézio, e termina no Espírito Santo. É, portanto, uma região extremamente grande.

O risco exploratório no Brasil, que era alto em 1998, hoje é considerado baixo. E, além disso, deve-se observar que o volume de produção na área do pré-sal também é relevante, por ser elevado, isto é, trata-se de um cenário de alto potencial de produção.

A Resolução n. 06, de 2007, do CNPE²⁶, admite a necessidade de estudos para mudanças necessárias no marco legal, que contemplem a exploração de petróleo na camada do pré-sal. Os contratos em vigor serão mantidos, a fim de garantir a imagem brasileira de estabilidade institucional no setor, mas os novos contratos serão dotados, provavelmente, de regras diferenciadas, como, por exemplo, a adoção dos contratos de partilha de produção, os quais são comuns em países com elevados volumes de petróleo.

Não há uma correlação unívoca, entretanto, entre países de alto ou baixo risco exploratório com os modelos de concessão²⁷ ou partilha²⁸. Também não há correlação entre esses modelos e o fato de o país ser importador ou exportador²⁹. E, por fim, a rentabilidade, para o Estado, pode ser obtida da mesma forma em um ou outro modelo, isto é, não há um tipo que seja, intrinsecamente, mais rentável.

2.8.10. A franja do pré-sal e individualização da produção

Se os reservatórios de blocos distintos são contínuos, é necessário realizar a chamada individualização da produção ou unitização, antes de iniciada a produção. Daí a discussão sobre a franja do pré-sal ser um elemento relevante, porque se a franja do pré-sal for um reservatório contínuo, como se especula, os atuais concessionários terão uma vantagem enorme, caso não seja realizada a unitização.

²⁶ A Resolução nº 6, de 2007, determina que: a) a ANP exclua da Nona Rodada de Licitações os blocos situados em reservatórios do Pré-sal (bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos); b) as áreas em Pré-sal já licitadas e objeto de concessões em andamento observem, rigorosamente, os direitos adquiridos dos exploradores, os contratos e os atos jurídicos perfeitos; c) a ANP conclua as providências necessárias à complementação da Oitava Rodada de Licitações; e d) o Ministério de Minas e Energia avalie, com brevidade, a necessidade de mudanças no marco legal que contemplem a pesquisa e prospecção de petróleo e gás natural.

²⁷ Adotam concessão e possuem alto risco exploratório: Marrocos, Chade, Portugal. Adotam concessão e possuem baixo risco exploratório: Arábia Saudita, para gás, Venezuela, Golfo do México.

²⁸ Adotam partilha e possuem alto risco exploratório: Tanzânia, Índia, Uruguai. Adotam partilha e possuem baixo risco exploratório: Angola, Líbia, Iraque.

3. O CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

3.1 Origem histórica do contrato de partilha de produção

A primeira aplicação do contrato de partilha de produção, nos moldes que possui na atualidade, remonta à Venezuela, que o adotou nos anos 60. O formato mais refinado e moderno desse modelo contratual foi desenvolvido na Indonésia, em 1966.

A partilha de produção foi originariamente concebida como resposta nacionalista ao modelo de concessão.

3.2 Definição do contrato de partilha de produção

Pelo contrato de partilha de produção, a propriedade do petróleo extraído é exclusiva do Estado, em contraste com a propriedade exclusiva do concessionário, no caso da concessão. Cabe ao contratante explorar e extrair o petróleo, às suas expensas, em troca de uma parte do petróleo extraído. As reservas não extraídas permanecem na propriedade do Estado.

O contratante assume todos os custos e riscos da exploração, bem como é o único que opera a exploração, não possuindo qualquer direito de indenização contra o Estado caso o campo explorado não seja comerciável. Tais custos e riscos são assumidos pelo contratante em troca de uma partilha da produção resultante.

Ao assinar o contrato, o contratante submete ao Estado o cronograma de trabalho e o orçamento do projeto (as despesas), o qual deve refletir um mínimo de esforço exploratório a ser desempenhado pelo contratante.

É admissível o pagamento de bônus de assinatura na partilha de produção, mas a prática mais comum é não pagar bônus: vence a licitação o contratante que conferir uma maior participação, em favor do Estado, no volume de petróleo produzido. No sistema de concessão, como visto acima, os lances nos leilões são feitos tendo por foco o valor do bônus de assinatura. Nada impede, no entanto, que os lances sejam feitos, naquele sistema, tendo por foco o percentual de *royalty* a pagar.

O contratante assume, ainda, o controle gerencial do projeto de exploração e produção de petróleo, sendo de sua propriedade os equipamentos utilizados na

²⁹ Países exportadores com concessão: Venezuela, Canadá. Países exportadores com partilha: Argélia, Líbia, Angola.

exploração e produção de petróleo, os quais passarão a ser de propriedade do Estado quando o contratante for, integralmente, ressarcido pelos custos incorridos.

A parte da produção que cabe ao Estado é retida e vendida ou armazenada pelo próprio Estado, mas o Estado poderá se valer de uma empresa estatal para gerenciar a comercialização de seu petróleo ou mesmo poderá contratar o próprio explorador do campo para administrar e comercializar o petróleo de propriedade do Estado.

3.2.1. O contrato de partilha de produção exige uma nova empresa estatal ?

Foi amplamente divulgado pela mídia brasileira que o contrato de partilha de produção exige a criação de uma nova empresa estatal. Ocorre que, de um ponto de vista estritamente jurídico, trata-se de uma afirmação falsa. Explica-se.

Como o Estado, na partilha de produção, é proprietário de parte do petróleo extraído, deve o contratante entregar o petróleo *in natura* ao Estado ou pagar ao Estado o valor desse petróleo em dinheiro. As duas hipóteses são possíveis na partilha de produção.

Caso o Estado opte por receber sua parte de petróleo em dinheiro, é evidente a desnecessidade de uma empresa estatal.

Caso, entretanto, queira o Estado receber sua parcela de petróleo *in natura*, necessariamente caberá ao Estado o ônus de comercializar (exportar ou vendê-la às refinarias) ou estocar tal petróleo.

Isso constitui atividade econômica, a qual, nos termos dos arts. 170, parágrafo único, e 173, § 1º, da Constituição, somente por ser exercida por empresas privadas ou por empresas estatais, que são pessoas jurídicas de direito privado.

Como a ANP não é uma empresa estatal e sim uma agência reguladora, não se admite, do ponto de vista jurídico-constitucional, que ela realize, diretamente, a comercialização ou estocagem do petróleo de propriedade da União.

Essa restrição constitucional possui justificativa jurídico-econômica: como pessoa jurídica de direito público que é, a Agência está imune de pagar impostos. O exercício de atividade econômica (no caso, comercialização de petróleo) por uma agência reguladora criaria, assim, uma forte e inconstitucional distorção competitiva, dado que a Agência, ao não pagar impostos, poderia vender seu petróleo para as

refinarias em valores muito abaixo do praticado pelas empresas, públicas ou privadas, as quais devem suportar toda a carga tributária.

Como a ANP não poderia receber o petróleo *in natura*, resta ao Estado duas alternativas: comercializar o petróleo por uma empresa estatal, seja a Petrobras, seja uma nova estatal; ou, ainda, promover licitação para que uma empresa privada comercialize o petróleo do Estado. Essa empresa privada poderia ser o próprio explorador do campo de petróleo.

Percebe-se, em conclusão, que a criação de uma nova estatal é apenas uma opção, a se concretizar caso o Estado não prefira atribuir tal função à Petrobras nem queira contratar empresa privada para realizar o encargo de comercializar o petróleo de propriedade estatal.

Outra questão a ser colocada reside na possibilidade de o Estado arcar com custos de investimento, pesquisa e exploração do campo de petróleo, no modelo de partilha de produção chamado *joint venture*, descrito adiante (item 3.9). Nesse caso, o Estado deverá realizar sua parceria com o contratante privado, necessariamente, por meio de uma empresa estatal.

3.3 O cost oil e o profit oil

A partilha da produção é realizada da seguinte maneira: uma parte da produção é retida pelo contratante a fim de recompensar seus custos de exploração, desenvolvimento e produção. Essa parcela é chamada de *cost oil*. De acordo com a experiência internacional, gastos a título de depreciação normalmente não são admitidos, isto é, não são considerados custos do contratante. Quando admitidos, possuem prazos diferidos para o lançamento, o que faz aumentar o retorno do Estado e estimulará a companhia a produzir por longos períodos, a fim de que possa lançar as depreciações ocorridas.

A parcela restante de petróleo é chamada de *profit oil*, a qual é dividida entre Estado e contratante por uma fórmula estabelecida no contrato, a qual pode ser fixa ou progressiva, em caso de elevados níveis de volume de produção.

O *profit oil*, em regra, costuma ser dividido à razão de 60% para o Estado e 40% para o contratante. Mas tal fração pode variar, em atenção aos seguintes aspectos: a) o volume de produção, capaz de fomentar a adoção de uma fração progressiva em favor

do Estado; b) o preço do petróleo, o qual, se maior, favorece a adoção de uma fração mais favorável ao Estado; c) a taxa de retorno esperada pelo investimento, tema esse que pode ser levado em consideração pelos licitantes quando da oferta deduzida no leilão, induzindo-os a ofertar uma parcela maior ou menor ao Estado, quando da efetivação dos seus lances.

Em certos contratos de partilha de produção, conhecidos como “modelo egípcio”, a parte de *cost oil* não utilizada para cobrir custos (é o que ocorre se os custos efetivos forem menores do que os estimados), chamada de *unused cost oil*, é reclassificada para *profit oil* e, então, partilhada entre contratante e Estado como *profit oil*.

Há também outro tipo de contrato de partilha de produção, conhecido como “modelo peruano”, em que a parte devida ao contratante é calculada sobre o volume total de produção, sem que o petróleo, portanto, seja dividido em *cost oil* e *profit oil*.

3.4 Introdução de royalties no contrato de partilha de produção

É admissível a introdução de *royalties* na partilha de produção, o qual seria pago em petróleo, antes de se proceder às divisões entre *cost oil* e *profit oil*.

Como alternativa aos *royalties*, e de uso mais comum no contrato de partilha, está a limitação do valor de custos recuperáveis pelo contratante, fixado, em regra, entre 40% e 60% do petróleo produzido, alíquota essa que varia muito de país para país, mecanismo capaz de garantir, sempre, a existência de uma parcela de *profit oil*.

Trata-se de uma cláusula interessante para o Estado, em especial se o projeto for de baixa lucratividade, e que põe um limite à possibilidade de o contratante superfaturar seus custos.

3.5 Renda estatal ex ante e ex post

Um ponto importante a ser observado reside no momento em que o Estado recebe sua parcela de petróleo: se no início do contrato, se no final do contrato ou mesmo se há equilíbrio, ao longo do contrato, no pagamento das receitas estatais.

A despeito de admitir todas as hipóteses em sua pactuação, o contrato de partilha de produção costuma garantir, ao contratante, receitas no início da execução contratual; ao Estado cabe, em consequência, receitas mais expressivas ao final do contrato.

Isso porque os custos não recuperados pelo contratante em certo ano, hipótese mais comum no início de execução do contrato, podem ser carregados para os anos seguintes, o que impede o Estado de auferir receitas no início de execução do contrato.

Tais custos não recuperados são lançados nos anos seguintes, mas o são em valores corrigidos monetariamente até a data da efetiva dedução, a fim de evitar prejuízos derivados de atrasos na recuperação de custos.

E, como os primeiros volumes de petróleo produzidos irão, em regra³⁰, compor a parcela do *cost oil*, a partilha de produção acelera a recuperação de custos incorridos pelo contratante³¹.

Por conseqüência, tal sistema não propicia renda ao Estado no início do contrato, situação essa que se inverte ao final do contrato, momento em que a fatia do Estado poderá aumentar significativamente, em boa parte devido ao mecanismo de limitação de recuperação de custos, de modo a compensar a ausência de ganhos no início do contrato.

Diz-se, assim, que a partilha de produção gera, para o Estado, receitas *ex post*. Tais ganhos podem até compensar a ausência de receita ao Estado no início do contrato, mas será desafiante incentivar a companhia petrolífera a continuar produzindo até o esgotamento do campo de petróleo. Como mecanismo de incentivo ao contratante, tem-se como exemplo o lançamento diferido das depreciações.

3.6 Imposto de renda

O contratante paga imposto de renda sobre sua parcela no *profit oil*. O pagamento pode ser realizado em petróleo ou em dinheiro. Uma cláusula de estabilidade fiscal pode ser acordada entre o Estado e o contratante: se a alíquota do imposto de renda aumentar durante a exploração, o desenvolvimento ou a produção do petróleo, automaticamente aumenta-se a fração de *profit oil* devida ao contratante, a fim de compensar os efeitos do imposto de renda majorado. Trata-se de incentivo ao investimento, em especial de empresas estrangeiras, dado que o mecanismo afasta o risco fiscal (risco de elevação das alíquotas de imposto de renda ao longo da exploração do contrato).

³⁰ O contrato de partilha de produção pode prever pactuação diversa, o que seria interessante para o Estado no que respeita ao momento de partilha das receitas.

³¹ Se comparado ao regime de concessão, a recuperação dos custos incorridos pelo contratante é bem mais rápida no contrato de partilha de produção.

Outro aspecto do contrato de partilha é que este modelo contratual facilita a leitura, pelo contratante, do regime fiscal adotado no País, dado que todas essas regras estarão no contrato de partilha.

3.7 Expertise para negociação e monitoramento do contrato de partilha

Se comparado ao contrato de concessão, o contrato de partilha exige mais experiência dos agentes do Estado em negociar contrato de exploração e produção de petróleo. Isso porque se trata de um contrato mais complexo e, nessas circunstâncias, as companhias petrolíferas possuem uma facilidade maior, se comparadas ao Estado, em identificar o verdadeiro conteúdo econômico (o valor real) do contrato firmado.

Essa facilidade decorre do maior volume de informações disponível em favor da companhia, em especial no que se refere à exata compreensão dos custos envolvidos no projeto de exploração e produção de petróleo.

Os agentes do Estado, portanto, devem conhecer tanto quanto, ou até melhor do que as empresas exploradoras, os detalhes sobre riscos do negócio, custos de exploração, tecnologias envolvidas, qualidade do petróleo produzido etc.

Isso é essencial porque a rentabilidade do Estado depende, inclusive, da fixação de um teto que limite a recuperação de custos pelo contratante. Do contrário, o contrato de partilha poderá ficar muito inapropriado quando a real lucratividade do projeto for conhecida. Em suma, quando comparado ao modelo de concessão, o contrato de partilha de produção exige mais informações *ex ante* sobre a real lucratividade do campo de petróleo.

Outro aspecto do contrato de partilha de produção reside na possibilidade jurídica de sua revisão ou contestação judicial de suas cláusulas. Como a maior parte do regramento está no contrato, e não em leis, a posição jurídica do contratante é fortalecida diante do Estado, dado que o contratante se considera legitimado a discutir cláusulas de um contrato em igualdade de posição jurídica frente ao Estado. Na concessão, como a maior parte das regras está prevista em lei, o contratante não possui a mesma vantagem jurídica, já que a inserção da regra em lei confere maior força vinculante ao comando normativo.

E, depois de assinado, o contrato de partilha de produção exige um maior aparelhamento do Estado para ser administrado, o que consiste em uma desvantagem desse contrato se comparado ao modelo da concessão.

Isso porque todas as despesas que o contratante incorrer devem ser previamente aprovadas pelo ente estatal. Os esforços de monitoramento contábil pelo Estado são, portanto, consideráveis, mesmo porque há incentivos perversos para que o contratante exagere ao reportar seus custos (por exemplo, ao inflar o custo de transporte pago à empresa do mesmo grupo econômico) ou mesmo simulando preços artificiais de venda a empresas coligadas (subsidiárias, por exemplo), prática conhecida como transferência de preços.

E se a opção for gerenciar o contrato de partilha de produção por meio de uma entidade integralmente estatal (uma empresa pública), restará ampliada a estrutura burocrática do Estado.

A experiência internacional recomenda, ainda, que o Estado contrate serviços de contabilidade de alto padrão, a fim de monitorar, com eficiência, os gastos do contratante. Os ganhos derivados da fiscalização, na hipótese, superam em larga escala os custos incorridos com o serviço de contabilidade.

3.8 Rentabilidade estatal no contrato de partilha de produção

Não há uma vantagem intrínseca no contrato de partilha de produção, quando comparado ao modelo de concessão, no que se refere à rentabilidade assegurada ao Estado.

Ambos podem convergir para a mesma rentabilidade, conforme os critérios estabelecidos. Segue tabela ilustrativa, que contempla três cenários: baixo, médio e alto risco exploratório³²:

³² SUNLEY, Emil, BAUNSGAARD, Thomas and SIMARD, Dominique. *Revenue from the oil gas sector: issues and country experience*, in DAVIS, J.M., OSSOWSKI, R, and FEDELINO, A. *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*. Washington, D.C, 2003.

Tipo de contrato	Alto risco	Risco médio	Baixo risco
Concessão	<i>Royalties</i>	<i>Royalties</i> e tributação convencional (imposto de renda)	<i>Royalties</i> , tributação convencional e participação especial em lucros extraordinários
Partilha de produção	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos e tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratante	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos, tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratante e parcela progressiva do Estado na partilha do <i>profit oil</i>

3.9 Partilha de produção e joint venture entre Estado e contratante

Um caminho alternativo para o Estado, mas dentro do modelo geral de partilha de produção, é o engajamento do Estado como sócio do contratante na assunção de custos e partilha de lucros na exploração e no desenvolvimento do projeto e, também, embora raro, na fase de produção.

É a chamada *joint venture* ou, ainda, *State Equity* e tem por objetivo, para o Estado: a) fomentar o sentimento de nacionalismo na condução da exploração de petróleo, b) facilitar a transferência de tecnologia, segredos industriais, habilidades comerciais e *know-how* do contratante para o Estado, c) obter maior controle sobre o desenvolvimento do projeto.

Há casos de países ricos que assumem integralmente o custo do projeto e contratam o explorador de petróleo tão-somente para transferir tecnologia e *know-how* ao Estado.

Mas a *joint venture* impõe adversidades ao Estado, tais como: a) o custo de investimento estatal, muitas vezes de valor vultoso e de pagamento vinculado no tempo (as entradas estatais), acarretará constrição orçamentária para o Estado, especialmente se for pago em dinheiro; b) como o Estado arca com parte do custo, haverá o risco de prejuízos ao Estado se o projeto não for lucrativo; c) podem existir conflitos de interesse entre o Estado regulador e o Estado-empresário, sócio na *joint venture*, especialmente

quanto ao impacto ambiental e social do projeto; d) a experiência demonstra que a ação estatal como regulador costuma ser mais eficaz do que na condição de sócio³³.

As companhias petrolíferas não apreciam, em regra, as *joint ventures*, porque tal união acaba por partilhar culturas diferentes, as quais geram impacto negativo na eficiência produtiva. Mas são inegáveis as vantagens financeiras da *joint venture*, porque o Estado possui mais recursos para investir do que as empresas, bem como consegue captar empréstimos a taxas bem menores do que as empresas; dessa forma, a capacidade de produção de petróleo resultante tende a ser maior.

O uso da *joint venture* não é tão comum na experiência internacional, mas todos os países resguardam para si o direito de iniciar uma *joint venture* por cláusula expressa no contrato de partilha de produção.

Nas *joint ventures* em operação, o Estado, na maioria dos casos: a) participa com trinta por cento do investimento; b) concentra sua participação na fase de exploração; c) não participa na fase de produção; d) promove o ressarcimento de parte dos custos do concessionário, inclusive de custos realizados antes do ingresso do Estado no projeto (custos passados); e) paga a sua parte ao concessionário em dinheiro, em partilha de produção ou em benefícios fiscais.

3.10 Partilha de produção e maturidade institucional

A adoção do contrato de partilha de produção é mais comum nos países com pouco desenvolvimento de instituições, incapazes de assegurar um regime fiscal-tributário estável e amadurecido. Isso justifica a incidência comum desse contrato na África, na Ásia, no Oriente-Médio e nos países caribenhos.

Países com projetos de extração de petróleo mal sucedidos possuem dificuldades em iniciar novos projetos por meio do contrato de partilha de produção. O mais comum, na hipótese, será a adoção do modelo de concessão.

3.11. O contrato de prestação de serviços

Pelo contrato de serviço, todo o risco do empreendimento cabe ao Estado, bem como todo petróleo produzido é de propriedade do Estado, sendo o contratante

³³ Ver, a respeito, o item 4.1 do capítulo seguinte.

remunerado pelos custos incorridos na exploração e produção de petróleo por um valor fixo, pago em dinheiro, previsto no contrato, chamado de comissão. Sobre a comissão, é comum incidir imposto de renda.

Todos os custos incorridos na exploração e produção de petróleo são arcados pelo contratante.

Sua principal diferença em relação ao contrato de partilha é que, neste, o contratante é remunerado em petróleo *in natura*, enquanto que no contrato de serviço a remuneração é feita em dinheiro.

A cláusula de valor fixo, devido ao contratante, admite variações. Por exemplo, é possível fixar sua remuneração em atenção ao risco e à taxa de retorno do projeto de exploração e produção de petróleo, bem como atrelá-la ao volume de produção e/ou aos custos suportados pelo contratante.

Os contratos de serviços são de uso restrito no mundo. Não costumam ser usados na fase de exploração de petróleo. São mais adequados para a fase de produção de petróleo. Basicamente o Irã e o México o utilizam. São adotados em países onde não há muito estímulo à atração de investimentos, hipótese em que o Estado contrata a prestação do serviço de exploração. As grandes companhias petrolíferas não se entusiasмам com esse modelo.

4. A CONSTITUIÇÃO DE 1988 E O MONOPÓLIO DA UNIÃO NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

O objetivo deste capítulo é o de analisar, sob a perspectiva histórica, quais os papéis foram e hoje são atribuídos ao Estado no que toca à sua intervenção no domínio econômico. Esse tema possui conexão direta com o objetivo do presente estudo, dado que o modelo de concessão exige do Estado uma atuação precipuamente normativa (=Estado Regulador), enquanto que o modelo de partilha de produção, inclusive na modalidade *joint venture*, impõe ao Estado uma conduta mais participativa na modalidade de intervenção direta (=Estado Produtor de bens e serviços).

4.1 Estado Neoliberal e joint venture na partilha de produção

A relação entre Estado e Economia pode ser descrita, do século XVIII em diante, em três modelos ideológicos referenciais.

Primeiro, o Estado Liberal Clássico, o qual resumia sua intervenção no domínio econômico à tutela, via controle repressivo (intervenção indireta), dos princípios liberais, quais sejam, a propriedade privada e a livre iniciativa econômica, dada a crença de ser, o mercado, auto-regulável.

Mas disfunções econômicas geradas pela concentração do capital (como é caso das crises de escassez artificialmente produzidas por agentes econômicos detentores de substancial parcela de poder econômico) e pelas guerras mundiais da primeira metade do século XX, por um lado, e a disseminação do sufrágio universal, por outro, transformaram o Estado *Gendarme*³⁴, mero garantidor do direito de propriedade e da autonomia da vontade exercida por intermédio dos contratos, em um Estado *Intervencionista*, também chamado de Estado do Bem-Estar Social, detentor de instrumentos capazes de influenciar as esferas privadas de decisão econômica, com vistas ao atendimento dos interesses gerais da coletividade.

São dois os instrumentos típicos de intervenção positiva, operados pelo *Estado Social*: a intervenção direta por meio de participação do Estado no domínio econômico, na condição de *Estado-Produtor* de bens e serviços, realizados pelas empresas estatais

³⁴ O Estado *Gendarme* é assim definido por Luís Cabral de MONCADA (*Direito Económico*, p. 21): “Tem sido a propósito utilizada a metáfora do Estado-protector para pôr em destaque que a sua tarefa não é dirigir os súbditos para um determinado fim mas só impedir que eles, na busca dos seus próprios fins, entrem em conflito”.

(empresa pública e sociedade de economia mista), e a intervenção indireta por indução, caracterizada por normas de incentivo à atividade econômica, de natureza fiscal e/ou creditícia.

A partir dos anos 80, reformas desregulatórias e re-regulatórias tomaram lugar, em clara transição do Estado Social para o *Estado Neoliberal*. A conhecida *onda neoliberal*³⁵ aponta as seguintes causas da crise do Estado Social: a) a *ineficiência econômica* da produção estatal direta, cujos objetivos poderiam ser melhor alcançados pelo livre jogo das forças de mercado, b) o *baixo grau de crescimento econômico* verificado a partir dos anos 70, em grande parte motivado pelos excessivos gastos públicos, superiores à arrecadação estatal, c) *a crise do petróleo de 1973*, d) os *elevados níveis de inflação* e e) a integração dos mercados por meio da *globalização*, a qual reduz a eficácia de medidas de planejamento econômico adotadas por Estados nacionais, porque aumenta o número de variáveis econômicas em jogo (oferta e escassez de produtos devem ser analisadas no âmbito global, e não nacional).

Seguiu-se, nesse sentido, o movimento da desregulação³⁶ e da privatização das empresas estatais, em especial das prestadoras de serviços públicos³⁷. O planejamento estatal é substituído pela busca de mercados estruturados de forma competitiva, dado que a competição passa a ser o processo de conhecimento (e decisório) que busca evitar as crises econômicas, em clara substituição ao mecanismo de planejamento estatal, largamente utilizado no Estado Social.

Instrumentos típicos de intervenção utilizados pelo Estado Social, como a participação direta do Estado na atividade econômica (Estado-Produtor) e a intervenção indireta por indução (normas de incentivo), são relegados ao segundo plano pelo Estado

Para Washington Peluso Albino de SOUZA (*Direito econômico*, p. 440): “No Estado tradicional Gendarme, o espírito da lei era de predominância proibitivo”.

³⁵ O novo modelo de Estado, desenhado pela Doutrina Neoliberal, está diretamente associado com as seguintes características (Eros GRAU, *A ordem econômica na Constituição de 1988*, pp. 37-40): (a) redução dos gastos sociais implementados pelo Estado, (b) manutenção da estabilidade monetária, (c) restauração da taxa ‘natural’ de desemprego e (d) manutenção de disciplina orçamentária, de forma a reduzir os gastos públicos.

³⁶ Sobre a desregulação, aponta Eros GRAU (*O direito posto e o direito pressuposto*, p. 98) tratar-se da hipótese de re-regulação, e não de desregulamentação: “A desregulação de que se cogita, destarte, em realidade deverá expressar uma nova estratégia, instrumentada sob novas formas, de regulação. Desde essa perspectiva, pretender-se-ia desregulamentar para melhor regular”. Ressalta o Autor, ademais, que, nos termos da Constituição Brasileira de 1988 (*A ordem econômica na Constituição de 1988*, p. 311) “há que conjugar as imposições da desregulamentação com as exigências de um modelo de sociedade de bem-estar adequado à realidade nacional”.

³⁷ Como reconhece Pierre DELVOLVÉ (*Droit public de l'économie*, pp. 42-3), ao citar a recente experiência francesa: “Du côté du ‘liberalisme’, on peut relever des données nouvelles, qui ne sont d’ailleurs pas propres à la France. A) Une certaine ‘déréglementation’, dont il ne faut ni exagérer la portée ni limiter la mise en oeuvre à la période 1986-1988 puis à celle qui a commencé en 1993. (...). B) Une ‘privatisation’ partielle a été réalisée en vertu des lois du 2 juillet et du 6 août 1986. (...)”.

Neo-Liberal, o qual foca sua intervenção na via indireta por meio de controle, em especial na forma preventiva, agora chamada de regulação.

Mas o que é regulação ? Em sentido amplo, regular é normatizar, mas em sentido estrito, regulação significa modalidade de intervenção indireta via fiscalização (controle) dos agentes econômicos, mas de caráter predominantemente *preventivo* dos mercados, exercido por meio de agências reguladoras que produzem inflação normativa³⁸ necessária à regulação por prevenção.

A comparação entre Estado Social e Estado Neo-Liberal revela que este prima pela intervenção indireta, na forma de controle preventivo (regulação) e nega a importância da intervenção indireta por indução (normas de incentivo) e, principalmente, da intervenção direta, em que o Estado assume, por meio de empresas estatais, a prestação direta de bens e serviços.

A tendência atual, portanto, corrobora a tese de que o Estado não deve se engajar em contrato de partilha de produção organizado por meio de *joint venture* entre empresa estatal e agente privado, salvo em situações excepcionais, isto é, quanto o interesse público exigir, em especial se os agentes privados não possuem condições de investir e/ou não se sintam incentivados a desenvolver atividade empresarial de relevante interesse econômico e social.

Deve o Estado, assim, focar em seu papel central, qual seja, a normatização preventiva e repressiva dos agentes econômicos, estatais e privados, de forma a regular o mercado e assim impedir ou minorar os efeitos perversos derivados das falhas de mercado.

4.2 Os instrumentos de intervenção do estado no domínio econômico

Os instrumentos de intervenção do Estado no domínio econômicos podem ser de natureza direta ou indireta.

4.2.1 Intervenção indireta – normas

Quando o exercício do poder político estatal se referir ao delineamento das estruturas e comportamentos de agentes privados ou empresas estatais no domínio

³⁸ A regulação por prevenção exige inflação normativa porque todas as condutas possíveis devem ser analisadas e recomendadas ou vedadas.

econômico, tem-se a atividade de controle ou regulação estatal no domínio econômico, também chamada de *intervenção do Estado no domínio econômico pela via indireta*, a qual está positivada no art. 174 da Constituição e se instrumentaliza por meio da fiscalização (também chamada de controle, que pode ser repressivo ou *preventivo*, este caracterizando o conceito de “regulação jurídica em sentido estrito”), do incentivo e do planejamento.

Trata-se, no setor de petróleo, da atividade exercida pela Agência Nacional de Petróleo, a qual *atua por direção*, isto é, por meio das normas de controle. Ressalta Eros GRAU³⁹ que tal atividade é “*em parte exercida mediante a dinamização, por órgãos e entidades da Administração, de atividade normativa cujo exercício lhes tenha sido autorizado pela lei*”.

4.2.2 Intervenção estatal direta – participação e absorção

A *intervenção estatal direta* é representada pela ação do Estado como agente econômico, subdivide-se em (i) *atuação por participação*, hipótese em que o Estado assume parcialmente – em regime de concorrência com agentes do setor privado – ou participa do capital de agente que detém o controle societário ou patrimonial de meios de produção e/ou troca⁴⁰; e (ii) *atuação por absorção*, atividades econômicas caracterizadas como monopólio da União (art. 177).

A intervenção estatal direta por absorção é aquela em que o Estado assume, em regime de monopólio, o controle dos meios de produção e/ou troca de determinado setor⁴¹.

São atividades econômicas que, a despeito de não serem serviços públicos, estão sujeitas à titularidade exclusiva do Estado (iniciativa pública), dada a expressa exclusão da titularidade privada (liberdade de iniciativa econômica) em tais domínios econômicos, em evidente opção política do legislador constitucional.

A Constituição atribui à União, em regime de monopólio (art. 177): a) a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; b) a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; c) a importação e exportação dos

³⁹ *O direito posto e o direito pressuposto*, p. 172.

⁴⁰ Como disposto no art. 173 da Constituição.

⁴¹ Como exemplo de atuação por absorção, cite-se o art. 177 da Constituição de 1988, que trata dos monopólios da União em *atividade econômica em sentido estrito*, tais como a extração, produção e o transporte, em certas modalidades, de petróleo e gás natural e de minérios e minerais nucleares.

produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; d) o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem; e e) a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do caput do art. 21 da Constituição.

O exercício de tais atividades pode ser prestado diretamente pelo Estado, por meio de pessoa jurídica de direito privado (sociedade de economia mista ou empresa pública), dada a finalidade econômica inerente a essa atividade, ou, ainda, como autoriza o § 1º ao art. 177, por agentes privados, desde que mediante contrato (concessão, em regra) com a União.

Depreende-se do referido § 1º, introduzido pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995, que a União não *deverá* contratar, mas tão-somente *poderá*, nos termos de lei, contratar com agentes privados ou empresas estatais, o que poderia levar à conclusão de que a Constituição não exige expressamente que o setor de petróleo e gás natural esteja estruturado no regime de competição.

Mas o princípio constitucional da livre concorrência (170, inc. IV), aplicável à hipótese, exige que a estrutura concorrencial também seja observada em tais mercados, sempre que a concorrência for econômica e tecnicamente viável.

E o § 2º prevê que a lei deverá indicar a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional, as condições de contratação e as estruturas e atribuições do órgão regulador do monopólio da União. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, regulamentou o § 2º e definiu os princípios da política energética nacional, criou o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e, dentre outros aspectos, fixou regras sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural, definiu as condições de exercício do monopólio da União, editou normas sobre as licitações, os contratos de concessão e as participações.

Associado ao monopólio da União está a compreensão de que os recursos minerais do subsolo (jazidas, em lavra ou não) são bens de propriedade da União (CF, art. 176), sendo, entretanto, assegurado ao concessionário a propriedade do produto da lavra (sociedade constituída sob as leis brasileiras, detentora de concessão, esta obtida

por meio de licitação) e participação nos resultados econômicos da exploração, ao proprietário do solo.

4.2.3 O contrato de partilha de produção e a polêmica constitucional

A despeito de o art. 177, parágrafo primeiro, permitir que a União utilize qualquer modalidade de contrato (*contratar*) para a exploração de petróleo e gás natural, deve ser observado que a redação dada ao art. 176 da Constituição, parágrafo primeiro, impõe que os recursos minerais sejam explorados ou por autorização ou por concessão, isto é, não prevê qualquer outra modalidade de exploração como, por exemplo, o contrato de partilha de produção.

E o *caput* do art. 176 expressamente *garante a propriedade do produto da lavra ao concessionário*, redação essa incompatível com o regime de partilha da produção, no qual a propriedade do petróleo extraído é da União, e não do contratante.

Essa interpretação, ainda que estrita, conduz à conclusão de que a adoção do contrato de partilha de produção, na exploração de recursos minerais, exige não apenas alteração da Lei do Petróleo, mas emenda constitucional.

Em conclusão, a adoção do modelo de contrato de partilha de produção não é compatível com a atual redação dada ao art. 176 da Constituição, o qual exige concessão (ou autorização) e garante a integral propriedade do produto da lavra ao concessionário. E, como visto acima, no caso do sistema de partilha de produção, apenas parte da produção se torna propriedade da empresa exploradora.

5. ENTRE A CONCESSÃO E A PARTILHA DE PRODUÇÃO: VANTAGENS E DESVANTAGENS

São alinhadas a seguir as vantagens e desvantagens, sob o ponto de vista da sociedade, de cada modelo regulatório de exploração de petróleo.

5.1 As vantagens da concessão

Primeiro, o regime de concessão possui regras simples, claras e estáveis, vigentes em consonância com a Lei do Petróleo em vigor, capazes de gerar segurança jurídica às companhias petrolíferas, o que o torna responsável pelo recente notável desenvolvimento do Brasil no setor de produção de petróleo, em especial ao atrair competitividade para o mercado⁴².

Isso é importante porque a companhia petrolífera possui melhores condições (isto é, detém mais informação) do que o Estado para identificar o valor de mercado do contrato, isto é, um contrato complexo acaba por prejudicar quem possui menos condições de compreender o valor econômico do contrato, isto é, o Estado.

Segundo, a progressividade do regime de concessão, isto é, o aumento progressivo da participação do Estado nas receitas em decorrência de aumento no volume de produção, está garantido pelo sistema de participações especiais, o qual faz convergir os interesses do Estado com os incentivos para as companhias petrolíferas, dado que elevadas participações governamentais estão associadas à necessidade de extração de elevados volumes de petróleo.

Terceiro, o sistema de participações especiais torna o modelo de concessão adequado, ao mesmo tempo, à exploração de campos em locais diversos (terra, águas rasas e águas profundas) e de portes diversos (pequeno, grande ou mesmo gigantes, como são os casos das descobertas do pré-sal).

Quarto, o modelo de concessão é adotado em diversos países (Argentina, Estados Unidos, Peru, Portugal e Brasil etc.), os quais possuem distintos cenários quanto à exploração do petróleo e à relação entre produção e consumo interno (baixa ou alta produtividade, baixo ou alto risco exploratório, países importadores ou

⁴² A participação de novos investidores nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, viabilizada com o atual regime regulador para o setor, gerou desenvolvimento econômico e novos empregos, bem

exportadores), mas cenários semelhantes quanto ao elevado grau de amadurecimento de suas instituições jurídicas, especialmente quanto ao regime fiscal-tributário.

Quinto, as receitas governamentais obtidas com o contrato de partilha de produção podem ser obtidas, de forma idêntica, através do contrato de concessão, por exemplo, por meio da ampliação das alíquotas de participação especial ou pela reformulação do sistema de leilões, a fim de torná-los mais competitivos.

Sexto, o custo de monitoramento e administração do contrato de concessão, pelo Estado, é mais baixo, o que facilita a efetividade da ação fiscalizadora da ANP.

Sétimo, o Estado não assume qualquer risco com o custo da exploração, desenvolvimento, execução das obras e produção de petróleo (o risco do Estado é o de, no máximo, verificar a ocorrência de leilões negativos e, assim, ver adiada a exploração do petróleo nos campos ofertados em licitação), o qual é suportado inteiramente pelo concessionário, em caráter exclusivo, ou seja, o concessionário possui a obrigação de arcar com todos os prejuízos que venham a ocorrer, sem direito a qualquer pagamento, reembolso ou indenização, caso não haja descoberta comercial no bloco concedido ou caso o volume de petróleo produzido seja insuficiente para a recuperação dos investimentos realizados e para o reembolso das despesas, direta ou indiretamente, incorridas⁴³.

Oitavo, os *royalties* garantem um ganho mínimo ao Estado, porque são pagos desde o primeiro barril de petróleo extraído, pouco importando se o volume de produção será ou não suficiente para compensar os gastos realizados pelo concessionário.

Nono, o pagamento de bônus de assinatura, mais comum na concessão do que na partilha (na partilha, é comum o contratante não pagar bônus e vencer a licitação com a promessa de conferir uma maior participação ao Estado no volume de petróleo produzido), garante ao Estado um renda prévia, isto é, antes de o petróleo ser produzido; o pagamento de *royalties* produz efeito semelhante, porque o Estado passa a auferir esta receita logo no início da produção, isto é, muito antes de os custos de exploração suportados pelo concessionário serem integralmente amortizados; diz-se que a concessão gera, para o Estado, receitas *ex ante*; na partilha de produção, em regra, a

como impulsionou a competitividade da indústria nos ramos relacionados ao setor, em sinergia com os investimentos em pesquisa e inovação tecnológica.

⁴³ Será também, o concessionário, o único responsável civil pelos seus próprios atos e os de seus prepostos e subcontratados, bem como pela reparação de todos e quaisquer danos causados pelas operações e sua execução, independentemente da existência de culpa, devendo ressarcir à ANP e à União quaisquer ônus que estas venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário.

receita do Estado somente é auferida após a recuperação da integralidade dos custos de exploração pelo contratante.

Décimo, além de gerar receita ao Estado bem no início do projeto, o bônus de assinatura requer menor monitoramento administrativo do Estado no recolhimento de tal receita.

Décimo-primeiro, o contrato de concessão é mais aceito pelas companhias petrolíferas do que a partilha de produção se o histórico do país no setor de petróleo não apresenta muitos projetos bem sucedidos.

Décimo-segundo, em cenário de exploração de petróleo mais incerto (pouca informação disponível sobre a real lucratividade do campo), o modelo mais adequado a ser adotado é o de concessão com taxa especial de retorno, porque exige menos informações *ex ante* para o contratante.

Décimo-terceiro, as companhias petrolíferas preferem a concessão porque podem lançar o petróleo não extraído em seus ativos (*book barrels*).

5.2 As desvantagens da concessão

Primeiro, a propriedade do petróleo extraído é exclusiva do concessionário⁴⁴, o que diminui o poder de o Estado exercer política comercial no setor de petróleo, tais como definir o preço do petróleo, decidir qual volume será mantido no mercado interno e enviado às refinarias, decidir qual volume de petróleo será exportado etc.

Segundo, na concessão, a única garantia de receita ao Estado são os *royalties*, os bônus de assinatura e os pagamentos por ocupação ou retenção de área, porque não há limitações para a dedução de custos incorridos pelo contratante, o que possibilita a este não pagar imposto de renda (o que é muito comum ocorrer nas fases iniciais e finais do projeto) e, ainda, não pagar participações especiais, que incidem sobre renda líquida e, portanto, permitem a dedução dos custos. A limitação na recuperação de custos constitui cláusula comum na partilha de produção, mas não é frequente nas concessões.

Terceiro, o contrato de concessão propicia ao Estado um menor controle sobre as fases de exploração e produção, bem como um menor controle sobre a política comercial (comercialização) do petróleo extraído, que é de propriedade do concessionário e que, portanto, decide a quem vende e a quanto vende, bem como se

exporta ou não. Mas o Estado pode impor limite na comercialização, qual seja, exigir que os concessionários, em caso de risco de desabastecimento de combustíveis no País, atendam prioritariamente às necessidades do mercado interno. Isso é possível porque a lei prevê que compete à ANP autorizar as exportações de petróleo e seus derivados, o que lhe confere poder regulador para limitar ou impedir certos tipos de comercialização, se o interesse ou a emergência nacional assim o exigir.

Quarto, o bônus de assinatura pode desencorajar o investimento, especialmente se há risco geológico (o campo pode não ser produtivo) ou político (Estado sujeito a instabilidades institucionais). De toda a forma, se o ambiente é de incerteza quanto à produtividade do campo, o bônus a ser pago será menor do que o valor presente do recurso mineral depositado.

Quinto, o pagamento de bônus de assinatura reduz o grau de concorrência no setor, porque apenas as empresas com muito capital disponível podem fazer esse tipo de pagamento antecipado. A solução seria substituir os bônus de assinatura por uma alíquota maior de *royalties*, a ser ofertada pelo concessionário na disputa licitatória.

Sexto, como o cálculo da participação especial permite o abatimento das despesas com os custos de exploração, desenvolvimento e produção, há incentivos perversos para que as companhias exploradoras superestimem o valor de custos; há, também, maior custo para o Estado no monitoramento da contabilidade de tais custos.

Sétimo, a participação especial está fincada em critérios que consideram apenas o volume de petróleo produzido e não o valor do barril de petróleo, o que cria distorções prejudiciais ao Estado (isto é, uma participação na renda total extremamente favorável ao contratante) sempre que o valor do petróleo superar o previsto e os custos de exploração e produção forem inferiores aos calculados (e vice-versa, isto é, a vantagem do Estado ocorre quando os preços do petróleo caem e os custos se mostram superiores ao esperado). O ideal seria combinar, no cálculo da participação especial, ambos os critérios: volume de produção e valor de mercado do barril do petróleo.

Oitavo, a participação especial não reflete uma significativa renda adicional para o Estado porque: a) há dificuldades para o desenho da taxa, em especial quanto à definição do limite de isenção e das alíquotas; b) se as isenções forem elevadas, a taxa especial de retorno raramente será paga; c) se as isenções forem baixas, haverá enorme desincentivo ao investimentos, dado que os riscos geológicos envolvidos não são

⁴⁴ Não serão de propriedade do concessionário quaisquer outros recursos naturais porventura existentes no bloco concedido.

desprezíveis; d) se as isenções forem baixas e as alíquotas forem altas, as companhias petrolíferas terão forte incentivo para manipular informações sobre custos, fato este de difícil detecção.

5.3 As vantagens da partilha de produção

Primeiro, na partilha de produção, o Estado possui maior controle sobre a operação realizada pelo contratante nas diversas etapas (da exploração à produção), se comparado ao modelo concessão.

Segundo, a partilha de produção possui incidência freqüente em diversos países (há ligeira vantagem em favor da concessão, em número de incidências), em especial naqueles de modelo jurídico-institucional, inclusive fiscal-tributário, pouco desenvolvido.

Terceiro, o petróleo extraído é de propriedade do Estado, o qual o partilha com o contratante, de acordo com o seguinte padrão: entrega-se ao contratante, geralmente em petróleo (admite-se em dinheiro), a parcela de petróleo, chamada de *cost oil*, necessária à recuperação de seus custos, integrais ou limitados, se houver essa limitação no contrato; a parcela restante, chamada de *profit oil*, é dividida entre o Estado e o contratante, em proporção definida no contrato, a qual pode ser progressiva, cabendo ao contratante pagar os tributos incidentes sobre sua fatia no *profit oil*.

Quarto, a inserção de cláusula de limitação de recuperação de custos pelo contratante constitui mecanismo eficaz aos interesses do Estado, porque garante a existência do *profit oil* arrecadado em favor do Estado, mesmo que o projeto não tenha lucratividade.

Quinto, a fração de *profit oil* pertencente ao Estado pode assumir a forma progressiva, o que a assemelha a uma participação especial, mas com a vantagem de que a recuperação de custos está, em regra, limitada por cláusula do contrato.

Sexto, trata-se de modelo contratual que, pela complexidade que pode apresentar (em países com instituições fiscais-tributárias menos desenvolvidas, a partilha de produção tende a ser mais complexa), é capaz de proporcionar maior flexibilidade no

ajuste⁴⁵ da rentabilidade estatal ao longo do projeto de exploração e produção de petróleo.

Sétimo, como os contratantes pagam imposto de renda sobre sua parcela no *profit oil*, pagamento este que pode ser realizado em petróleo ou dinheiro, a partilha de produção permite a inserção de uma cláusula de estabilidade fiscal, no sentido de que se a alíquota do imposto de renda aumentar durante a exploração, o desenvolvimento ou a produção do petróleo, automaticamente aumenta-se a fração de *profit oil* devida ao contratante, a fim de compensar os efeitos do imposto de renda maior. Tal mecanismo constitui, sob a ótica do contratante, evidente incentivo ao investimento.

Oitavo, uma das vantagens do contrato de partilha é a facilitar a leitura, pelo contratante, do regime fiscal adotado no País, dado que todas essas regras estarão no contrato de partilha.

Nono, o contrato de partilha de produção permite a adoção do modelo de *joint venture* entre o Estado e o contratante, o que apresenta uma inegável vantagem de ordem financeira: quando o Estado possui mais recursos para investir do que as empresas, e quando consegue captar empréstimos a taxas bem menores do que as empresas, a capacidade de produção de petróleo resultante tende a ser maior.

Décimo, a *joint venture*, também chamada *State Equity*, fomenta o sentimento de nacionalismo na condução, pelo Estado, da exploração de petróleo. A *joint venture*, ainda, facilita a transferência de tecnologia, segredos industriais, habilidades comerciais e *know-how* do contratante para o Estado, bem como outorga ao Estado maior controle sobre o desenvolvimento do projeto.

5.4 As desvantagens da partilha de produção

Primeiro, trata-se de contrato mais complexo e custoso para o Estado administrar e monitorar. Todas as despesas que o contratante incorrer devem ser previamente aprovadas pelo ente estatal. Os esforços de monitoramento contábil pelo Estado são, portanto, consideráveis, mesmo porque há incentivos perversos para que o contratante exagere nos seus custos, superfaturando-os (por exemplo, ao inflar o custo de transporte pago à empresa do mesmo grupo econômico) ou mesmo simulando preços artificiais de venda a empresas coligadas (subsidiárias, por exemplo), prática conhecida

⁴⁵ O ajuste corresponde a mecanismo contratual que aumenta a parcela de *profit oil* do contratante sempre que as alíquotas de imposto de renda para o setor forem majoradas.

como transferência de preços. E, caso o Estado opte por gerenciar o contrato por meio de uma empresa estatal (o que não é necessário, como visto no item 3.2.1), haverá indesejável ampliação da estrutura burocrática do Estado.

Segundo, como os ativos (o petróleo produzido) pertencem ao Estado, o valor de mercado das empresas contratadas cai, porque elas não poderão lançar em sua contabilidade (questão conhecida como “*book barrels*”) ativos que pertencem ao Estado; isso pode dificultar a obtenção de recursos financeiros pelas empresas, a fim de conduzir os investimentos exigidos pelo projeto. Nesse momento, o Estado pode ser chamado a investir, especialmente nas fases iniciais do projeto (exploração), o que representa um risco maior para o Estado (o campo pode não ser produtivo) e uma constrição orçamentária.

Terceiro, se não for negociada uma cláusula de barreira (limite, teto) na recuperação de custos pela contratante, a partilha não estimulará a eficiência, dado que, se todos os custos vão ser reembolsados, não haverá um zelo maior, pelo contratante, no trato de suas despesas; poderá até mesmo existir um incentivo perverso para que o contratante promova o superfaturamento de suas despesas.

Quarto, como exige alteração de norma constitucional e também infraconstitucional para operar, a partilha de produção poderá retardar o desenvolvimento do setor (atraso nas rodadas de licitações do pré-sal, por exemplo), ao menos enquanto o País aguardar a alteração legislativa.

Quinto, como a produção inicial é entregue ao contratante, a fim de ressarcir-lo dos custos de exploração e produção, a participação governamental costuma ser usufruída apenas ao final do contrato, isto é, as receitas estatais são concentradas na fase final do projeto de exploração e produção, momento em que a fatia do Estado poderá aumentar significativamente, em boa parte devido ao mecanismo de limitação de recuperação de custos⁴⁶. Diz-se que a partilha de produção, para o Estado, gera receitas *ex post*. Tais ganhos podem até compensar a ausência de receita ao Estado no início do contrato, mas será desafiante incentivar a companhia petrolífera a continuar produzindo até o exaurimento do campo de petróleo, porque há o perigo de o contratante querer encerrar a produção e abandonar o campo antes do momento correto, isto é, antes do exaurimento do campo⁴⁷.

⁴⁶ As receitas estatais são *ex post* pelas seguintes razões adicionais: a) os bônus de assinatura não são comuns, dado que o contratante oferece maior fração de *profit oil* ao Estado; e b) não é comum a cobrança de *royalties*.

⁴⁷ Como mecanismo de incentivo ao contratante, tem-se como exemplo o lançamento diferido das depreciações.

Sexto, a negociação de um contrato de partilha é extremamente complexa; exige que os agentes do Estado conheçam tanto quanto, ou melhor do que as empresas exploradoras, detalhes sobre os riscos do negócio, os custos de exploração, as tecnologias envolvidas, a qualidade do petróleo produzido etc. Isso é importante porque a rentabilidade do Estado depende, inclusive, da fixação de um teto que limite a recuperação de custos pelo contratante. Do contrário, o contrato de partilha poderá ficar muito inapropriado quando a real lucratividade do projeto for conhecida.

Sétimo, o contrato de partilha de produção é de adoção mais difícil se o passado do país registra poucos projetos bem sucedidos de produção de petróleo.

Oitavo, – se comparado ao modelo de concessão, o contrato de partilha de produção exige mais informações *ex ante* sobre a real lucratividade do campo de petróleo.

Nono, a partilha de produção permite a adoção do mecanismo da *joint venture*, a qual impõe adversidades ao Estado, tais como: a) o custo de investimento estatal, muitas vezes de valor vultoso e de pagamento vinculado no tempo (as entradas estatais), acarretará constrição orçamentária para o Estado, especialmente se for pago em dinheiro; b) como o Estado arca com parte do custo, haverá o risco de prejuízos ao Estado se o projeto não for lucrativo; c) podem existir conflitos de interesse entre o Estado regulador e o Estado-empresário, sócio na *joint venture*, especialmente quanto ao impacto ambiental e social do projeto; e d) a experiência internacional demonstra que a ação estatal como regulador costuma ser mais eficaz do que na condição de sócio.

Décimo, as companhias petrolíferas não apreciam, em regra, as *joint ventures*, porque tal união acaba por partilhar culturas diferentes, as quais geram impacto negativo na eficiência produtiva.

6. CONCLUSÕES

Seguem linhas conclusivas sobre o objeto do presente estudo.

6.1 Mudanças no cálculo da participação especial (regime de concessão)

Um aumento da participação estatal em favor do Estado, sem que haja justificativas de prospecção geológicas ou de custos de produção ou venda de petróleo, poderá servir como desestímulo aos investimentos o que, em consequência, poderá reduzir a produção.

A adoção de participação expressiva do Estado nas rendas derivadas da produção de petróleo não inibirá o interesse e investimento das companhias petrolíferas apenas se: a) o potencial geológico for atrativo, isto é, há baixo risco geológico, baixo custo de extração, alto potencial produtivo do campo e alta qualidade do petróleo; b) o Estado possui estabilidade política e macroeconômica; c) o Estado possui força para negociar, isto é, não há países competidores na região e o Estado disponibiliza à companhia petrolífera meios eficientes de escoamento da produção; d) o Estado possui experiência para negociar; e) o Estado possui reservas provadas; f) há regras jurídicas que permitem que as companhias contabilizem barris em seus ativos.

A experiência internacional desaconselha alterar as regras sobre participação especial para os contratos de concessão em vigor, dado que a estabilidade das instituições jurídicas, políticas e macroeconômicas de um país constituem elemento fundamental e indispensável à atração de investimentos.

Deve ser incluída, ainda, cláusula que limite a recuperação de custos; do contrário, haverá incentivos perversos para que as companhias exploradoras superestimem o valor de custos.

A participação especial, por fim, não pode estar fincada, apenas, em critérios que consideram o volume de petróleo produzido. O valor do barril de petróleo deve ser utilizado como critério também. A ausência do critério fundado no valor do barril cria distorções prejudiciais ao Estado sempre que o valor do petróleo superar o previsto e os custos de exploração e produção forem inferiores aos calculados (e prejudiciais às empresas exploradoras, na situação inversa). O ideal seria combinar, no cálculo da

participação especial, ambos os critérios: volume de produção e valor de mercado do barril do petróleo.

6.2 Impostos

Como o setor de petróleo é intensivo em capital, recomenda-se a redução ou isenção do imposto de importação, associado ao dever de o importador reexportar o bem após o uso.

Os tributos convencionais (imposto de renda, icms e contribuições) devem incidir no setor de petróleo, em princípio, com as mesmas alíquotas aplicáveis aos demais setores da economia, mas se o risco exploratório for alto, será necessário o incentivo fiscal como meio de atrair investidores.

6.3 Licitações e conteúdo local

As práticas mais eficientes de licitação levam em consideração a oferta de uma maior alíquota de *royalties* e/ou *profit oil* ao Estado, ao invés de bônus de assinatura, o que assegura maior competitividade ao setor. Por sua vez, a adoção de obrigações de conteúdo local extensivas pode desestimular investimentos e, assim, reduzir a lucratividade do projeto.

6.4 Exploração do petróleo no futuro

Caso a exploração no presente gere ao Estado uma renda inferior à desejada, o melhor a fazer é postergar a exploração para o futuro, mesmo porque o preço do petróleo tende a subir no longo prazo, enquanto que o custo de extração tende a cair. O risco dessa opção é o petróleo perder importância em função de inovações tecnológicas que criem fontes alternativas de energia com custos e volumes competitivos.

6.5 Bônus de assinatura

O bônus de assinatura não deve corresponder à principal fonte de renda do Estado no projeto de exploração e produção de petróleo.

A experiência internacional demonstra que os bônus de assinatura são cada vez menos importantes como fonte de receita para o Estado, vez que as práticas mais eficientes de licitação levam em consideração a oferta de uma maior alíquota de *royalties* e/ou *profit oil* ao Estado, ao invés de bônus de assinatura, o que assegura maior competitividade ao setor.

A adoção do modelo de bônus de assinatura como critério fundamental na escolha do vencedor favorece firmas maiores, as únicas capazes de antecipar elevadas somas de dinheiro e, assim, pagar maiores valores a título de bônus de assinatura. Se adotados, os bônus de assinatura devem assumir a forma progressiva (variável conforme o aumento no volume de produção de petróleo).

6.6 Cláusulas de renegociação

Os contratos de exploração e produção de petróleo, sejam no modelo de concessão ou partilha de produção, devem possuir cláusulas *ex ante*, capazes de fomentar a renegociação do próprio contrato nas hipóteses de: a) descobertas de extensos depósitos de petróleo, b) elevação exagerada dos preços de petróleo, c) qualidade do petróleo inferior à esperada, d) custos de exploração e produção bem superiores ao esperado.

6.7 Objetivos do Estado na exploração de petróleo

No setor de petróleo, os objetivos do Estado são: a) garantir a maior parcela possível de renda ao Estado, respeitada a regra da progressividade, e manter baixos os custos de produção; b) garantir um mínimo de renda ao Estado em cada momento de execução do contrato; c) obter a melhor performance de extração de petróleo que o campo permitir; d) manter o controle dos recursos minerais em nível elevado; e) atrair investidores; f) garantir receitas de exportação; g) garantir o nível de emprego no setor.

6.8 Objetivos da companhia na exploração de petróleo

No setor de petróleo, os objetivos da companhia petrolífera são: a) explorar apenas onde há chances reais de encontrar petróleo; b) operar preferencialmente em países com regimes políticos, fiscais e macroeconômicos estáveis; c) equilíbrio contratual entre investimentos, riscos e retornos; d) possibilidade de inclusão, em sua contabilidade, como ativos, barris a serem extraídos no futuro.

6.9 Receitas do Estado: variações

A parcela de receita do Estado é variável de contrato para contrato porque: a) há premissas irreais consideradas; b) o risco nem sempre é avaliado adequadamente; c) o cronograma de pagamento (*timing payment*) é desconsiderado; d) os preços do petróleo e do custo de produção podem variar sensivelmente.

6.10 Momento de pagamento das receitas e questão eleitoral

O fato de a concessão gerar receitas *ex ante* para o Estado e a partilha de produção gerar efeitos *ex post* para o Estado pode assumir uma conotação eleitoral, capaz de ajustar o volume maior ou menor de receitas em período de tempo que coincida, ou não, com o mandato de certo governante.

Questões como possibilidade ou não de reeleição e prognósticos favoráveis ou não à eleição de membro da situação ou da oposição podem, também, ser levados em consideração na definição do momento de pagamento das receitas.

7. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CLÔ, Alberto. *Oil Economics and Policy*. Bologna: SEPS – European Secretariat for Scientific Publications, 2000.

DAVIS, J.M., OSSOWSKI, R, and FEDELINO, A. *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*. Washington, D.C, 2003.

DELVOLVÉ, Pierre. *Droit public de l'économie*. Paris: Dalloz, 1998.

GRAU, Eros Roberto. *A ordem econômica na Constituição de 1988 (interpretação e crítica)*. 8. ed. São Paulo: Malheiros, 2000.

_____. *O direito posto e o direito pressuposto*. 3. ed. São Paulo: Malheiros, 2000.

HUMPHREYS, Macartan, SACHS, Jeffrey D., and STIGLITZ, Joseph. *Escaping the resource curse*. New York: Columbia University Press, 2007.

KARL, Terry Lynn. *The paradox of plenty – Oil booms and petro-states*. Berkeley and Los Angeles: California Press, 1997.

LOWE, John S. *Oil and Gas Law in a nutshell*. Saint Paul: Thomson West, 2003.

MONCADA, Luis Cabral de. *Direito econômico*. 2. ed. Coimbra: Coimbra Editora, 1988.

SOUZA, Washington Peluso Albino de. *Direito econômico*. São Paulo: Saraiva, 1980.

ANEXO I

No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	–	Isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP^1 \div VPF^2$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

Fonte: Art. 22 do Decreto nº 2.705, de 1998.

Notas; (1) RLP é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais.

(2) VPF é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	–	Isento
Acima de 900 até 1.350	$900 \times RLP^1 \div VPF^2$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times RLP \div VPF$	40

Fonte: Art. 22 do Decreto nº 2.705, de 1998.

Notas; (1) RLP é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais.

(2) VPF é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	–	Isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP^1 \div VPF^2$	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

Fonte: Art. 22 do Decreto nº 2.705, de 1998.

Notas; (1) RLP é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais.

(2) VPF é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 350	–	Isento
Acima de 350 até 800	$350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times RLP \div VPF$	40

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	–	Isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	–	Isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	–	Isento
Acima de 250 até 700	$250 \times RIP \div VPF$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times RLP \div VPF$	40

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	–	Isento
Acima de 500 até 950	$500 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 950 até 1.400	$775 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.400 até 1.850	$950 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.850 até 2.300	$377,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.300	$1.231,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	–	Isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 150	–	Isento
Acima de 150 até 600	$150 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 600 até 1.050	$375 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.050 até 1.500	$600 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.500 até 1.950	$255 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 1.950	$881,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 300	–	Isento
Acima de 300 até 750	$300 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 750 até 1.200	$525 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.200 até 1.650	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.650 até 2.100	$307,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.100	$1.031,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	–	Isento
Acima de 450 até 900	$450 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40