

# PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

*Arthur Bernardo Maia do Nascimento\**

*Juliano César Petrovich Bezerra\**

*Vladimir da Rocha França\*\**

1. O contrato de concessão e as participações governamentais; 2. Conceito e natureza jurídica das participações governamentais; 3. Espécies de participações governamentais; 3.1. O bônus de assinatura; 3.2. Os royalties; 3.3. A participação especial; 3.4. O pagamento pela ocupação ou retenção da área; 4. Considerações finais; 5. Referências bibliográficas; 6. Notas.

## *1. O contrato de concessão e as participações governamentais*

No modelo legal adotado pelo Brasil para as atividades integrantes da indústria do petróleo, percebe-se que a Constituição Federal e a Lei do Petróleo adotaram dois regimes jurídicos distintos para regular as ati-

vidades que fazem parte dessa indústria, os quais apresentam objetos e características diferentes. Assim, dependendo da atividade, a mesma pode ser objeto de concessão ou de autorização.

Nesse contexto, a lei do petróleo distingue quais são as atividades objeto de concessão, e aquelas objeto de autorização. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural encaixam-se no primeiro regime, enquanto as de refino (do petróleo), processamento (do gás natural), transporte, importação e exportação de petróleo e gás natural compõem o segundo regime legal.

Esse regime diferenciado deriva do disposto nos artigos 8º, V e 23 da Lei do Petróleo, *in verbis*:

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe:

I a IV - *omissis*

V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

Feita essa distinção, importa-nos saber que as participações governamentais, objeto do nosso estudo, incidem somente sobre as atividades objeto de contrato de concessão, não restando aplicável às atividades dependentes de autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Assim, concentremos nossas atenções no contrato de concessão.

A concessão é considerada o contrato administrativo por excelência, sendo definida por Maria Sylvia Zanella Di Pietro da seguinte forma:

(...) contrato administrativo pelo qual a Administração confere ao particular a execução remunerada de serviço público ou de obra pública, ou lhe cede o uso de bem público, para que explore por sua conta e risco, pelo prazo e nas condições regulamentares e contratuais<sup>1</sup>.

Tendo em vista essa definição, podemos afirmar que a concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural não corresponde a uma concessão de serviço público, uma vez que a Administração Pública não delega a outrem a execução de um serviço público, mas sim a possibilidade de exploração de uma atividade econômica, explorando um bem que é público. Dessa forma, trata-se de *concessão de exploração de bem público*.

Isso se dá porque a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural constitui atividade econômica, pois não se encontra no rol daquelas funções típicas do Poder Público que se direcionam à satisfação das necessidades básicas da coletividade<sup>2</sup>.

Nesse ponto, surge a questão do regime legal adotado pela Carta Magna para a exploração do subsolo, que liga-se diretamente à questão das participações governamentais. O Constituinte de 88 optou expressamente pela adoção do regime dominial<sup>3</sup>, que expressa em síntese que os recursos naturais do subsolo constituem uma *res communis*, ou seja, um conjunto de bens pertencentes ao Estado, distinguindo-se da propriedade do solo, de domínio particular. O artigo 176 da Carta Magna bem expressa essa idéia, quando prevê que:

Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

Desse modo, percebe-se que as jazidas petrolíferas compõem a dominialidade pública. São bens públicos que integram o patrimônio da União. Somente após a extração (diga-se, passagem pelo ponto de medição), é que o produto da lavra passa a pertencer ao concessionário, devendo este, em razão desse fato, pagar os encargos relacionados aos tributos incidentes e as participações legais ou contratuais correspondentes (art. 26 da Lei 9.478/97).

Deriva daí o fundamento maior do pagamento das participações governamentais, pois sendo o petróleo e o gás natural bens da União, bens não renováveis por natureza, a sua exploração e produção deve ter uma contrapartida financeira por parte do concessionário, já que o produto da lavra será de sua propriedade, como vimos. Assim, apesar de ca-

da participação governamental ter um fato específico que enseja sua cobrança, a razão primeira de sua existência é o sistema dominial adotado pela Lei Maior.

Por fim, ressalte-se que, juntamente com a carga tributária, as participações governamentais fazem parte dos encargos que o concessionário deve pagar em virtude da exploração e produção de petróleo, devendo ser de conhecimento público os critérios de sua cobrança, a fim de que os pretensos participantes da indústria possam avaliar com clareza a atratividade de determinado empreendimento.

## *2. Conceito e natureza jurídica das participações governamentais*

As participações governamentais, na lição de Maria D'Assunção Costa Menezello, se constituem em “encargos que o concessionário deve pagar em virtude da exploração e da produção de petróleo”<sup>4</sup>. Entretanto, somos pela insuficiência desse conceito, visto que não só pela exploração e produção de petróleo é o concessionário obrigado a pagar as referidas participações, mas também em decorrência da exploração e produção do gás natural.

Poder-se-ia argumentar que o gás natural é muitas vezes extraído juntamente com o petróleo (conhecido como gás associado), o que justificaria a sua inclusão em um só gênero, que seria o petróleo. Entretanto, isso nem sempre acontece, havendo casos em que há a lavra somente do gás natural (gás não-associado), justificando assim a cobrança de participações governamentais.

Além do que, não só pela exploração e produção de petróleo e gás natural deve o concessionário pagar as referidas participações. Pelo simples fato da assinatura do contrato de concessão é o concessionário obrigado a adimplir com o pagamento do bônus de assinatura, espécie de participação governamental, que adiante estudaremos. Assim, a justificativa do pagamento do bônus de assinatura se funda na assinatura do contrato de concessão, com futura pretensão de explorar e produzir petróleo ou gás natural.

Diante disso, e tomando como base o conceito de Menezello, entendemos por bem conceituar as participações governamentais como “en-

cargos (obrigações pecuniárias) que o concessionário deve pagar em virtude da assinatura do contrato de concessão, ou pelo fato da exploração e da produção de petróleo ou gás natural". Apesar de entendermos a dificuldade da conceituação de um instituto jurídico, cremos que esse conceito é o que mais se adequa às diversas espécies de participações<sup>5</sup>.

Superada essa dificuldade conceitual, resta discorrermos acerca da natureza jurídica dessas participações, visto que ainda há uma grande celeuma doutrinária acerca desse tema. Discute-se acerca da natureza tributária ou contratual das participações governamentais.

Definir a natureza jurídica de um instituto é buscar a sua razão de ser, o motivo pelo qual ele existe em um determinado ordenamento jurídico, fixando seus elementos constitutivos. Desse modo, a fim de se compreender e definir a natureza jurídica de qualquer instituto jurídico, é necessário, primeiramente, situá-lo no ordenamento e, a partir de então, traçar suas diretrizes básicas.

Nesse contexto, as participações governamentais, como já exposto, são compensações financeiras que o concessionário deve pagar em virtude da exploração e da produção de petróleo e/ou gás natural. Como a propriedade desses produtos, que originariamente é da União (art. 20, IX e 176 da CF), é transferida para o concessionário após a lavra (extração), o Estado teria que de alguma forma se remunerar pela perda de tão precioso bem, o que o faz por meio das participações governamentais<sup>6</sup>.

A lei do petróleo dispõe a esse respeito quando explica que:

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

A leitura do texto legal, à primeira vista, já distingue as participações (legais ou contratuais) dos tributos, enfatizando que o concessionário é responsável pelo pagamento de ambos. Entretanto, veremos o porquê de tais participações não se confundirem com os tributos, apesar de se aproximarem bastante, seja pelo fato de terem sua receita destinada ao Estado, seja por serem estipulados em lei.

José Marcos Domingues de Oliveira, citando o entendimento de Alberto Xavier, ressalta que este autor entende que a Compensação Financeira por Exploração de Recursos Minerais (CFEM – criada pela Lei nº 7.990/89) é de natureza tributária, consistindo em um imposto, pelo fato de que se trata de prestação financeira pública compulsória. Segundo ele, toda prestação desse tipo seria tributo, a teor do que dispõe o art. 3º do Código Tributário Nacional<sup>7</sup>.

Entretanto, ressalta José Marcos, apesar desse entendimento poder ser transplantado a fim de justificar a natureza das participações governamentais previstas na Lei do Petróleo, não deve ser tido como correto, visto que há prestações financeiras compulsórias impostas pelo Estado e que não são tributárias, como o DPVAT e o próprio pagamento ao proprietário do solo objeto de produção de petróleo (art. 52 da Lei do Petróleo)<sup>8</sup>.

Ressalte-se que na concessão há uma vontade anterior do concessionário que adere ao regime de exploração/produção de petróleo, através da celebração de um contrato administrativo de concessão. Ou seja, é o agente primeiramente “convidado” a participar do certame licitatório, aderindo aos termos do edital, por sua própria vontade, e não por imposição do Estado. Caso ele saia vencedor do processo licitatório, tem direito a exigir a celebração do contrato de concessão.

Desse modo, o simples fato das participações governamentais estarem previstas em lei não faz com que se constituam em imposições tributárias, pois como bem explica José Marcos Domingues de Oliveira:

Dir-se-á que as condições da concessão, entre elas as *compensações financeiras*, estão previstas em lei, daí serem elas tributos, mas o que se dá é mero respeito ao princípio geral da legalidade, pois, no Estado de Direito, não é lícito ao Poder Público agir sem que esteja autorizado por lei, sob pena de vir a exigir do Administrado uma conduta sem que exista lei que o obrigue a tolerar tal intromissão estatal na sua vida privada<sup>9</sup>.

Esse fato ressaltado pelo autor supracitado é uma decorrência do próprio princípio da legalidade exposto na nossa Carta Magna, pelo qual “ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer alguma coisa senão em virtude de lei” (art. 5º, II).

A fim de que fique melhor explanado a natureza jurídica das participações governamentais, cremos que é necessário adentrar em alguns aspectos do Direito Administrativo. As riquezas minerais, entre elas o petróleo e o gás natural, fazem parte dos bens estatais, sendo da espécie de bens dominiais ou dominicais (bens do domínio privado do Estado)<sup>10</sup>.

Esses bens integram o patrimônio disponível do Estado, isto é, pode o ente estatal dispor deles da maneira que bem entender, respeitando sempre o interesse público. Desse modo, verifica-se que eles não estão afetados ao serviço público (não se confundindo com os bens de uso especial) nem fazem parte dos bens de uso comum do povo (como as ruas, praças, praias).

Simplificadamente, podemos afirmar que a exploração desse patrimônio disponível do Estado dá ensejo a uma retribuição pecuniária, que configura uma receita pública. Dentre os diversos critérios de classificação da receita pública, destaca-se aquele que a divide em receita derivada e originária.

A receita derivada seria aquela que advém de uma fonte externa ao Estado, sendo obtida por meio de uma coerção jurídica (imposição do Estado, que atua com seu poder soberano), independentemente assim da vontade do devedor da obrigação. Como exemplos desse tipo de receita, situam-se os tributos e as penalidades pecuniárias.

Enquanto isso, a receita originária provém de uma fonte interna do Estado, ou seja, decorre da exploração de seu próprio patrimônio. Corresponde assim a uma prestação que o devedor se obriga por um ato de vontade (por isso é denominada também receita contratual).

Desse modo, após essa distinção, percebe-se claramente que as participações governamentais não se encaixam nas disposições tributárias, já que correspondem a uma verdadeira contraprestação que o concessionário paga ao primitivo dono do recurso natural (o Estado) a fim de apropriar-se dele. Com essas considerações, vislumbramos que essas participações ganham contornos (diga-se natureza jurídica) de obrigação contratual.

Entretanto, não devemos ver a questão somente por esse lado, visto que apesar de se configurarem como obrigações contratuais, não há liberdade dos contratantes (ANP e Concessionários) quanto aos seus ter-

mos, já que seus contornos primeiros derivam da lei. Essa inclusive é a lição de Marilda Rosado de Sá Ribeiro, que aduz:

Como as jazidas de petróleo são bens públicos da União e as participações governamentais decorrem de sua exploração, é entendimento corrente de que representam forma originária de receita pública, o que afasta sua classificação como tributos.

Também não seria cabível afirmar que são meras disposições contratuais. Apesar de presentes no contrato, não há liberdade quanto a estas cláusulas, que são na verdade resultado de imposições legais<sup>11</sup>.

Assim, somos por bem entender, com base nas lições de Menezello, que essas participações se constituem em obrigações de cunho legal-contratual<sup>12</sup>, não havendo razão da lei em distinguir participações legais de participações contratuais (como o faz o art. 26), pois cremos que se tratam de espécies idênticas.

Nesse contexto, surge a questão da possibilidade de se instituir uma participação governamental por meio do contrato de concessão, sem que haja previsão legal. Haveria a possibilidade de tal hipótese? Em nosso entendimento, cremos que não seria possível ao agente regulador (ANP) a previsão de uma nova modalidade de participação governamental por meio do contrato de concessão, sem que esteja prevista em lei.

Entendemos que haveria uma afronta ao princípio da legalidade, visto que haveria a instituição de obrigação (encargo pecuniário) sem que houvesse uma expressa previsão legal anterior. Poderia se argumentar que o contrato faz lei entre as partes. Entretanto, temos que ter em mente que o mesmo deve se ater aos termos legais, não podendo ultrapassá-los.

E caso houvesse a previsão no edital de licitação, seria possível a instituição de nova participação governamental? Cremos que também não, pelos mesmos motivos anteriormente expostos. Nem mesmo por meio de decreto presidencial (que serve para regulamentar a fiel execução da lei – art. 84, IV da CF) ou resolução/portaria da ANP isso poderia se dar. Somente através de Lei *strictu sensu* (Lei Ordinária) isso seria possível.

Além do que, a indústria do petróleo brasileira possui regramento legal próprio (Lei 9.478/97), que em seu artigo 45 dispõe que:

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

I - bônus de assinatura;

II - royalties;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

Temos que se trata de dispositivo taxativo, *numerus clausus*, que encerra somente quatro espécies de participações, sem possibilidade de haver acréscimo senão pelo modo anteriormente exposto. Entretanto, resalte-se que somente duas dessas participações são obrigatórias (os royalties e o pagamento pela ocupação ou retenção de área), podendo assim haver no edital da licitação e no contrato de concessão respectivo a previsão de menos participações governamentais do que o legalmente previsto, à critério da ANP<sup>13</sup>.

Esse nosso entendimento é inclusive corroborado pelo artigo 37, III da Lei do Petróleo, quando preconiza:

Art. 37. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I e II - *omissis*

III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiais prevista no art. 52 (*grifos nossos*).

### ***3. Espécies de participações governamentais***

#### ***3.1. O bônus de assinatura***

Como já ressaltado anteriormente, as atividades de exploração e produção (incluindo o desenvolvimento) somente podem ser exercidas mediante a celebração de um contrato de concessão com a ANP. Entretanto, essa celebração deverá ser precedida de uma licitação pública, a fim de

que sejam garantida a igualdade e impessoalidade na escolha da empresa que executará essas atividades.

Desse modo, surge o edital da licitação, que é o diploma que regula o certame licitatório, devendo ser observado por todos os concorrentes. Nesse edital deverá estar previsto, caso a ANP deseje instituir o bônus de assinatura, o valor mínimo que deverá ser ofertado pelos licitantes a fim de obter a concessão<sup>14</sup>.

Assim, podemos definir o bônus de assinatura como “um pagamento inicial, devido pelo vencedor do certame licitatório, para garantir a obtenção da concessão, e que deverá ser efetuado integralmente no ato da assinatura do respectivo contrato”<sup>15</sup>. Esse pagamento, é bom que se ressalte, independe do êxito ou não das atividades de pesquisa e lavra, sendo devido tão somente pelo fato da outorga da concessão.

Essa é a idéia que expressa o art. 46 da Lei do Petróleo e o art. 9º e seu parágrafo único do Decreto das Participações Governamentais (Decreto nº. 2.705, de 3.8.1998).

Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

Art. 9º. O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº. 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação.

Parágrafo único. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única.

Desse modo, qualquer oferta inferior aos valores mínimos previstos no edital será desqualificada. Além do que, uma vez adimplido, o bônus de assinatura não é reembolsável. Assim, caso o concessionário pague esse encargo e posteriormente desista da execução do contrato de concessão, não poderá ter esses valores devolvidos.

Apesar de expresso na lei e no decreto que a regulamentou que o pagamento do bônus de assinatura deverá se dar no ato da assinatura do

contrato de concessão, segundo as disposições gerais do edital da 7ª rodada, ele deve ser adimplido até cinco dias úteis antes da data prevista para assinatura do contrato. É o que depreendemos do texto:

#### 5. ASSINATURA DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

8. A comprovação do pagamento do Bônus de Assinatura ofertado deverá ser apresentada pelo menos 5 (cinco) dias úteis antes da data de assinatura do Contrato de Concessão. O Pagamento do Bônus deve ser efetuado individualmente e de acordo com o percentual de participação da empresa em consórcio, se aplicável<sup>16</sup>.

Outro ponto interessante sobre o bônus de assinatura diz respeito ao seu valor mínimo estipulado pelo edital. Como ressalta Menezello, “sua forma de avaliação deve fundamentar-se nos princípios da razoabilidade, proporcionalidade, finalidade e eficiência, para que os valores propostos no Edital não sejam um impedimento à participação dos agentes econômicos<sup>17</sup>”.

De fato, o valor do bônus depende da atratividade, da importância das áreas oferecidas. Quanto mais promissor se mostrar determinado bloco, maior será o valor mínimo que a agência exigirá a fim de se obter a concessão. Por exemplo, a existência de estudos prévios por parte da ANP que indiquem que em determinado bloco há grandes probabilidades da existência de acumulações de gás natural faz com que a agência exija um valor mínimo bem maior do que exigiria se se tratasse de bloco sem nenhum estudo que indicasse a probabilidade da existência de gás natural.

Assim, os blocos de menor importância, de menor relevância econômica, em regra apresentam valores menores de bônus de assinatura. Desse modo, a idéia básica é a de que o valor do bônus de assinatura deverá refletir a importância do bloco licitado, podendo até mesmo a ANP, a seu critério e devidamente fundamentada, dispensar o pagamento do bônus para esses blocos de menor importância, pois como vimos anteriormente, a exigência dessa participação governamental é facultativa, a teor do disposto no art. 45, § 1º.

À título de exemplo, citamos o edital da 7ª rodada de licitações, que foi dividido em duas partes, parte A (contendo blocos com risco explo-

ratório, que exigem grandes investimentos) e parte B (blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais). Esse segundo grupo de blocos, também conhecidos como campos marginais, são campos *onshore* (em terra) de exploração de petróleo ou gás, com poços já perfurados e que, por isso, exigem pouco esforço exploratório. São áreas com poços já fechados, mas que têm possibilidade de voltar a produzir em pequena escala.

Essas áreas, como não apresentam mais valores de produção significativos para as grandes empresas, possuem, em relação aos blocos com risco exploratório (da parte A do edital), valores mínimos muito menores de bônus de assinatura. Por exemplo, o bloco de Alagamar (Parte B), situado na bacia de Sergipe, possui bônus mínimo de R\$ 1.000,00, enquanto o bloco S-M-510 (Parte A), situado na Bacia de Santos, teve como bônus mínimo a quantia de R\$ 15.000.000,00.

Desse modo, tendo em vista a importância econômica dos blocos licitados, vemos a diferença entre o maior e o menor valor de bônus de assinatura exigido pelo edital da 7ª rodada de licitações.

Os valores arrecadados à título dessa participação governamental nas sete rodadas de licitação já promovidas pela ANP pode ser exposta graficamente da seguinte forma:

**Tabela 1**  
**Bônus de Assinatura**

Rodadas - ANP	1ª rodada	2ª rodada	3ª rodada	4ª rodada	5ª rodada	6ª rodada	7ª rodada	TOTAL
Valores arrecadados em milhões de reais	321.656.637	468.259.069	594.944.023	92.377.971	27.448.493	665.196.028	1.088.848.604	3.260.000.000

Tabela 1 – valores arrecadados a título de bônus de assinatura

Entre todas as rodadas de licitações já promovidas pela ANP, a 7ª se destacou pela expressiva quantia arrecadada à título dessa participação governamental. O total de bônus de assinatura arrecadado foi quase um bilhão e oitenta e nove milhões de reais (R\$ 1.088.848.604,00), sendo quase um bilhão e oitenta e seis milhões de reais (R\$

1.085.802.800,00) nos blocos com risco exploratório e três milhões de reais (R\$ 3.045.804,00) nas áreas inativas com acumulações marginais<sup>18</sup>.

Um ponto interessante, que guarda alguma relação com o bônus de assinatura, diz respeito à rodada zero (*bid round zero*), como ficou conhecida. Conforme previsto na Lei do Petróleo, a Petrobrás teve ratificados seus direitos sobre cada um dos campos de seu interesse que estavam em efetiva produção na data de início de vigência da lei, além daqueles em que havia realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração. Dispõe a lei:

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.

Nesse sentido, em 06 de agosto de 1998, foram assinados 397 Contratos de Concessão entre a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás). Estes contratos estavam assim distribuídos: blocos em exploração: 115; campos em desenvolvimento: 51 e campos em produção: 231.

Entretanto, e esse é o ponto que nos interessa, não houve o pagamento de bônus de assinatura por parte da Petrobrás em nenhum dos 397 contratos celebrados. Poderíamos nos questionar: não estaria esse preceito ferindo algum princípio reitor da Administração Pública, como o princípio da igualdade, pois estaria tratando a Petrobrás de maneira privilegiada, ao não exigir essa participação governamental, diferentemente do ocorrido nas licitações posteriores, em que houve essa exigência de todos os concessionários.

Entendemos que não, visto que se tratou de um fato singular, em que houve a flexibilização do monopólio, deixando a Petrobras de ser a

empresa executora do monopólio Estatal. Desse modo, a própria lei fixou regras de transição, ratificando os direitos da Petrobras e dispensando a licitação a fim de que os campos de seu interesse lhe fossem outorgados, sob regime de concessão.

Desse modo, não houve licitação, não tendo havido, portanto, concorrência pública, o que justificou a não cobrança dessa participação governamental para esses blocos que foram concedidos à Petrobras. Entretanto, as demais espécies de participação tiveram a sua previsão no contrato de concessão, sendo devidamente recolhidas pelo concessionário.

Outro ponto que cremos interessante abordar diz respeito à diferenciação do bônus de assinatura da taxa de participação. Esta última se refere a um valor pago pela empresa licitante a fim de que possa participar da concorrência, ofertando uma proposta<sup>19</sup>. O pagamento dessa taxa de participação é uma das condições para que a empresa possa participar da licitação, não se confundindo assim com o bônus que somente é pago pelo vencedor do certame, no ato da adjudicação do contrato.

Aqui ousamos discordar da ilustre Menezello, que, citando Luiz Augusto Milani Martins, afirma que o principal objetivo do bônus é “recuperar os custos governamentais decorrentes do processo”<sup>20</sup>. Cremos que a taxa de participação bem desempenha essa função, visto que seus valores são mais do que razoáveis para cumprir esse mister. Entendemos que o objetivo maior do bônus, enquanto um dos critérios adotados no julgamento da proposta vencedora, é fazer com que haja a maior arrecadação monetária possível por parte do Governo.

Tendo em vista que se está diante de uma concorrência pública, um certame licitatório, onde o bônus desempenha um peso de 40% (no edital da parte A da 7ª rodada), presume-se que o intuito da União é obter a maior quantia possível, tendo em vista a especulação e o risco, próprios dessas licitações.

Por fim, ressaltemos a destinação legal desse recurso governamental. A própria lei do petróleo, no seu art. 15, II é expressa em destinar uma parcela dessa participação à ANP, o que foi corroborado pelo Decreto 2.705/98, no seu art. 10, vejamos:

Art. 15. Constituem receitas da ANP:

I - *omissis*.

II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 desta Lei, de acordo com as necessidades operacionais da ANP, consignadas no orçamento aprovado;

Art. 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº. 9.478, de 1997.

Desse modo, apenas parcela dessa participação governamental é destinada à ANP, e de acordo com as suas necessidades. O que se percebe é que a maior parte dessa receita acaba sendo direcionada para outros segmentos do Governo Federal, já que não possuem uma destinação percentual fixa obrigatória para a agência. Atualmente temos observado um contingenciamento cada vez maior de recursos da agência reguladora, enquanto a arrecadação dessa participação governamental cada vez cresce mais.

Tendo em vista esse fato, há inclusive um projeto de lei tramitando na Câmara dos Deputados (Projeto de Lei 913/2003 de autoria do Deputado Alexandre Cardoso<sup>21</sup>), que modifica a Lei do Petróleo, estabelecendo os critérios de distribuição do bônus de assinatura. O referido PL, em suma, acrescenta o art. 46-A à Lei do Petróleo, estabelecendo que:

Art. 46-A. O valor arrecadado através da cobrança do bônus de assinatura terá a seguinte distribuição:

I – quarenta por cento à Agência Nacional de Petróleo;

II – trinta por cento aos Estados onde estiver localizado o bloco concedido ou, quando se tratar de bloco localizado em plataforma continental, aos Estados confrontantes;

III – trinta por cento aos Municípios onde estiver localizado o bloco concedido ou, quando se tratar de bloco localizado em plataforma continental, aos Municípios confrontantes;

Entendemos que a destinação fixa dessa participação, assim como exposta no projeto de lei em apreço, melhor atende aos anseios dos envolvidos na indústria do petróleo, pois vincularia uma percentagem fixa da arrecadação do bônus para a ANP (qual seja, 40 %), impedindo assim uma ingerência financeira maior da União na agência.

Entretanto, temos que ter cuidado na pretensão do PL em destinar os 60 % restantes do bônus de assinatura para os Estados e Municípios, visto que, como vimos, os depósitos de petróleo e gás natural pertencem à União, devendo ser esta, em tese, a principal beneficiária das compensações financeiras pela exploração e produção desse recurso natural. Além do que não há previsão constitucional do recebimento por parte dos Estados e Municípios de alguma compensação financeira somente pelo fato da exploração de determinado bloco.

Apesar disso, entendemos que o melhor seria vincular por lei uma parte dos recursos do bônus de assinatura a fim de que fossem usados no âmbito da indústria do petróleo, possibilitando, assim, à ANP atuar com mais presteza e eficiência na consecução de suas funções legais.

### 3.2. *Os royalties*

As fontes históricas, conforme destaca Cássio Oliveira Manoel<sup>22</sup>, indicam que os royalties são a forma mais antiga de pagamento de direitos utilizada pelo homem. A origem da palavra vem do inglês *royal*, que significa da realeza ou relativo ao rei; assim, toda exploração mineral existente nos domínios dos reis garantia a estes o direito de exigir uma compensação pela extração realizada, germinando o conceito atual dos royalties.

Com base nesses aspectos, e já aplicando à indústria do petróleo e do gás natural (IPGN), o Decreto 2.705/98, em seu artigo 11, definiu royalty como uma “*Compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural (...)*”.

Uma importante característica dessa forma de participação governamental pode ser observada a partir da mencionada conceituação, porquanto os royalties se apresentam como um encargo a ser pago com base no resultado da produção, independentemente da lucratividade do concessionário no mês relativo ao pagamento.

A partir do momento em que se observou no Brasil uma intensificação na produção de petróleo, viu-se a primeira abordagem legal acerca da obrigatoriedade de pagamento de royalties. Esta foi dada pela Lei 2.004/53 (a Lei que criou a Petrobrás), a qual, no entanto, considerou apenas a produção terrestre, determinando, em seu artigo 27, que o va-

lor equivalente a 4% (quatro por cento) caberia aos Estados e 1% (um por cento), aos municípios produtores, calculado sobre o valor da produção de petróleo e gás natural extraídos de seu território. Vale salientar, ademais, que os royalties pagos pela Petrobrás sobre a égide desta Lei sempre foram entregues diretamente aos Estados e municípios produtores, sem a intervenção da União.

Tendo em vista as descobertas de petróleo realizadas pela Petrobrás no mar territorial brasileiro no início da década de 80, ademais, percebeu-se uma necessidade de se reformar o supracitado artigo da Lei 2.004, porquanto deveriam se regulamentar também os meios de pagamento pelo petróleo produzido *offshore* (no mar). Para tanto, fora editada a Lei nº 7.453/85, a qual manteve a alíquota de 5% (cinco por cento) determinada pela lei anterior, mas estabeleceu uma nova forma de distribuição dos valores, já que ingressaram novos beneficiários dos royalties de produção marítima.

Assim, tal norma legal previu que o valor correspondente a 1,5% (um e meio por cento) da produção caberia aos Estados confrontantes com os poços; 1,5% (um e meio por cento) aos municípios confrontantes com os poços; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha; 1% (um por cento) a um Fundo Especial distribuído entre Estados e Municípios da Federação.

O estabelecimento desses novos beneficiários dos royalties no cenário brasileiro fez nascer uma necessidade de se traçar algumas definições de ordem técnica. Com o intuito de supri-la, portanto, o legislador ordinário promulgou a Lei nº 7.525/86, a qual enumerou algumas normas complementares que trouxeram conceitos criados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) no que concerne à região geoeconômica e à extensão dos limites territoriais dos Estados e Municípios confrontantes com os poços produtores em mar.

Posteriormente, com a promulgação da Constituição Federal de 1988, o pagamento dos royalties recebeu previsão constitucional. Isso porque no § 1º do art. 20, o qual trata dos bens da União, vê-se que:

Art. 20 - *omissis*

§ 1º. É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como aos órgãos da administração direta da União, participação no resulta-

do da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva ou compensação financeira por essa exploração.

No ano seguinte, viu-se publicada a Lei 7.990/89 (regulamentada pelo Decreto 01/91), a qual trouxe uma nova modificação no tocante aos beneficiários dos royalties. Assim, conforme essa norma legal, a distribuição dos royalties, quando se tratasse de produção em terra, passaria a ser no valor correspondente a 3,5% (três e meio por cento) aos Estados produtores de petróleo e gás natural, 1% (um por cento) aos municípios; e 0,5% (meio por cento) os municípios onde se localizassem as instalações de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural<sup>23</sup>.

Já para a produção no mar (plataforma continental), tais números passaram a ser de 1,5% (um e meio por cento) aos Estados produtores; 1,5% (um e meio por cento) aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas econômicas; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, o qual seria encarregado da fiscalização, da proteção e da segurança das instalações; 0,5% (meio por cento) ao Fundo Especial; e, por fim, 0,5% (meio por cento) aos municípios com as ditas instalações.

Deve-se ressaltar, com base no supracitado Decreto, que o percentual de 1,5% (um e meio por cento) atribuído aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas observará a seguinte distribuição:

Art. 18 - *Omissis*

§ 1º (...)

I - 60% (sessenta por cento) ao Município confrontante juntamente com os demais Municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao Município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, 1/3 (um terço) da cota deste inciso;

II - 10% (dez por cento) aos Municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;

III - 30% (trinta por cento) aos Municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os Municípios integrantes da zona de produção secundária.

Já em relação ao percentual de 0,5% (meio por cento) dedicado ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Economia, Fazenda e Planejamento, tem-se que obedecerá aos critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados e municípios, observada a proporção de 20% (vinte por cento) para os Estados e 80% (oitenta por cento) para os municípios.

Mais adiante, com a Emenda Constitucional nº 09/95 e, por conseguinte, com a flexibilização do monopólio estatal, houve a necessidade de se editar uma lei que pudesse regulamentar toda a matéria referente à indústria do petróleo e gás natural, a qual passou por esta significativa mudança.

Assim, fora instituída a Lei 9.478/97, mais conhecida como a Lei do Petróleo, que, no tocante às participações governamentais, passou a estabelecer novas formas delas, bem como uma outra alíquota básica dos *royalties*. O seu artigo 47 admite que:

Art. 47: Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a **dez por cento** da produção de produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* estabelecido no *caput* deste artigo para um montante correspondente, a, no mínimo, **cinco por cento** da produção.

(grifos nossos)

Apreende-se, pois, a partir do enunciado desse artigo legal algumas outras características aplicáveis aos *royalties*, a saber: são pagos mensalmente, até o último dia útil do mês subsequente, são exigíveis a partir do mês em que ocorrer a produção, em cada campo, assim como devem ser previstos em contrato.

O art. 48, por sua vez, destaca a necessidade de se seguir o regime que fora estabelecido pela Lei 7.990/89, no que diz respeito à fixação da parcela do valor dos royalties, quando esta corresponder ao montante mínimo de 5%, conforme estabelecido no já mencionado §1º do art. 47. Se, por outro, for determinado no contrato de concessão que esse valor será acima de 5% da produção, observar-se-á o art. 49 da lei, *in verbis*:

Art. 49. A parcela do valor do *royalty* que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição:

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;

b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;

c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;

d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição

de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;

f) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

Vale lembrar, contudo, que a Lei 11.097/05 alterou a alínea “d” do inciso I, bem como a alínea “f” do inciso II, acrescentando, após a palavra “petróleo”, os termos gás natural e biocombustíveis.

Ainda de acordo com este artigo, tem-se por determinação de seu § 1º que, dos recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, no mínimo 40% (quarenta por cento) deverão ser destinados a programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico das regiões Norte e Nordeste.

Há de se destacar, ainda, o que se encontra previsto nas Portarias 195/99 e 29/01 da ANP no tocante ao percentual de 7,5% (sete e meio por cento) destinados aos municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Aditem ambas as portarias que tal percentual será distribuído a, além dos municípios onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, aos que pertençam à zona de influência da instalação<sup>24</sup>, na razão direta dos volumes de petróleo e gás natural, expressos em volume de petróleo equivalente, movimentados na respectiva instalação.

Dessa forma, conforme a 195/99, dos 7,5% (sete e meio por cento) destinados aos Municípios, 60% (sessenta por cento) desse valor caberia ao município onde se localizasse a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, e 40% (quarenta por cento) aos municípios pertencentes à zona de influência da instalação. A Portaria 29/01, entretanto, inverteu os percentuais, admitindo que 40% (quarenta por cento) cabe ao município onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, bem como 60% (sessenta por cento) se destina aos municípios pertencentes à zona de influência da instalação.

Ressaltam ainda ambos os documentos normativos que caso não se configure nenhum município pertencente à zona de influência de uma instalação de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural, se-

rá distribuído ao que em cujo território se localize tal instalação o montante correspondente aos 60% (sessenta por cento) restantes.

Como dispõe a própria Lei do Petróleo, os critérios para o cálculo dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República. Sendo assim, viu-se instituído o Decreto 2.705/98, o qual define, como mencionado, os critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais previstas na Lei do Petróleo. Dessa forma, o art. 12 desse decreto admite que:

Art. 12: O valor dos *royalties*, devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência (...)<sup>25</sup>.

Sabe-se, ademais, que diversos são os fatores que podem influenciar no montante total dos royalties a ser pago em um mês, tais como a produção mensal de petróleo e gás natural, seus preços médios e a taxa média de câmbio<sup>26</sup>. A ANP, com o intuito de fornecer os referidos preços médios, encarrega-se de emitir todo mês uma Resolução estabelecendo os preços mínimos (calculados conforme a Portaria nº 206/00) dos petróleos produzidos durante o mês correspondente, nos campos das áreas concedidas pela Agência para o exercício de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Tem-se, ainda, o art. 13 do Decreto 2.705, que prevê a forma de cobrança dos royalties em caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, com concessionários distintos. Assim, conforme tal dispositivo, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção (art. 27, Lei nº 9.478/97<sup>27</sup>) definirá a participação de cada um no que diz respeito ao pagamento dos royalties.

De acordo com dados publicados pela ANP, a arrecadação dos royalties totalizou R\$ 24,5 bilhões durante o período de 1997 a dezembro de 2005. Além disso, somente no ano de 2005, onde foram arrecadados em torno de R\$ 6,2 bilhões, os royalties foram distribuídos para 10 Estados e aproximadamente 900 municípios. Tais valores se encontram melhor expressos na tabela a seguir:

Gráfico 1

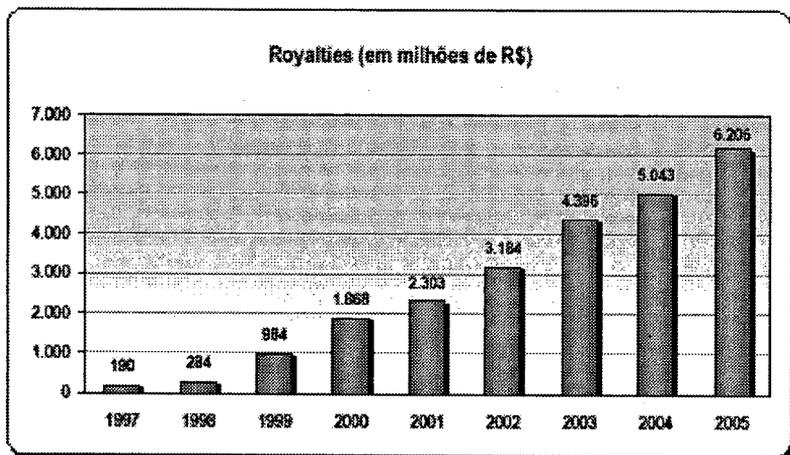


GRÁFICO 1 – Valores arrecadados a título de pagamento de Royalties

Saliente-se que, com base no que se encontra estabelecido no art. 20 do Decreto 2.705, os recursos oriundos dos *royalties* serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional, do Ministério da Fazenda, com base nos cálculos devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

Por fim, mencione-se o questionamento acerca da possibilidade ou não de variação no valor da alíquota dessa participação durante a vigência do contrato de concessão. Há quem considere que pode a União alterar unilateralmente essas alíquotas, tendo em vista, principalmente, as prerrogativas do poder público nessas negociações, através das cláusulas exorbitantes no instrumento contratual, bem como o tempo de duração do contrato de concessão para exploração e produção de petróleo, que é de 30 (trinta) anos.

Existe, por outro lado, uma outra corrente, a qual entendemos ser a mais coerente, que não admite essa alteração contratual de forma unilateral por parte do poder público, tendo em vista que geraria uma profunda insegurança jurídica aos concessionários, porquanto não teriam garantia alguma de que o pagamento correspondente aos royalties seria fixo do início ao fim do contrato. Além disso, poderia resultar numa considerável inibição nos investimentos internos e externos na atividade petrolífera por parte dos agentes econômicos.

### 3.3. *A participação especial*

A participação especial, conforme o art. 50 da Lei Petróleo, pode ser tida como uma forma de compensação financeira extraordinária, paga trimestralmente, devida pelos concessionários ao poder público nos casos de obtenção de *grandes volumes de produção* ou de *grande rentabilidade*.

Através dessa espécie de participação governamental, observa-se claramente o risco inerente à atividade petrolífera, porquanto incide somente nos casos em que há uma grande produção ou a obtenção de grandes lucros no período correspondente.

Para se saber, ademais, se houve um lucro na produção, deve-se ter por base a sua receita bruta<sup>28</sup>. A partir daí, subtrai-se dela os valores correspondentes aos royalties que serão pagos, aos investimentos na exploração, aos custos operacionais, às depreciações dos instrumentos utilizados e aos tributos.

Tendo-se por base o § 2º do art. 50 da Lei do Petróleo, pode-se afirmar que os beneficiários dos recursos oriundos da participação especial são o Ministério das Minas e Energia, com 40% (quarenta por cento do valor arrecadado), o Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com 10% (dez por cento do valor), o Estado onde ocorreu a lavra, com 40% (quarenta por cento), e, por fim, o município, com 10% (dez por cento).

Vale salientar, ainda, que a mesma regra utilizada aos royalties deve ser aplicada ao pagamento de participação especial quando se trata de campos que se estendem por mais de um bloco. Isso porque, como prevê o art. 9º da portaria ANP nº. 10, de 13.1.1999:

Art. 9º. No caso de um campo se estender por mais de uma área de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e os volumes de produção fiscalizada integrais do referido campo.

Parágrafo único. Quando um campo se estender por duas ou mais áreas de concessão, onde atuam concessionários distintos, o acordo celebrado, entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito à apuração da receita líquida da produção no período-base e, conseqüentemente, da participação especial.

Assim, apreende-se que, dentre outras coisas, deve o contrato de uni-  
tização prever o valor a ser pago correspondente à participação especial.

Para se calcular o montante devido a título de participação especial  
deve-se utilizar como alicerce o que se encontra previsto no Decreto  
2.705/98 juntamente com a mencionada portaria ANP 10/99. Ambos  
estabelecem os procedimentos para efetuar a apuração desse montante  
devido por parte dos concessionários.

Embasam-se na aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida  
da produção trimestral de cada campo, conforme a localização da lavra, o  
número de anos de produção e o volume de produção fiscalizada. Para se ter  
uma idéia de como são feitos tais cálculos, deve-se ter em mente o art. 11  
da portaria, o qual apresenta algumas tabelas, que a seguir transcrevemos:

*Tabela 2*

<b>Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
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 de 2.250	$1.181,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

TABELA 2 – utilizada para se calcular o valor correspondente ao pagamento de participações gov-  
ernamentais no primeiro ano de produção do campo, a partir da data de início da produção, quan-  
do a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres\*.

*Tabela 3*

<b>Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 900	-	isento
Acima de 900 até 1.350	$900 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

TABELA 3 – utilizada quando se tratar do primeiro ano de produção, quando a lavra ocorrer em áreas  
de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Tabela 4

<b>Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

TABELA 4: Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Posteriormente, trata a portaria dos valores correspondentes ao período de dois anos de produção. Dessa forma, tem-se que:

Tabela 5

<b>Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	$350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

TABELA 5 - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres, no segundo ano de produção.

Como se percebe, tais previsões encontram sua base, como mencionado, no Decreto 2.705/98 e na Portaria ANP 10/99, os quais consideram a produção em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres, na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros, assim como na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Além disso, admitem, em relação ao tempo de produção, tabelas correspondentes ao primeiro ano de produção, ao segundo ano, ao terceiro ano e deste em diante, momento em que são fixados valores.

No que diz respeito à apuração do valor correspondente à participação especial, por sua vez, tem-se o art. 25 da portaria ANP 10/99, pelo qual:

Art. 25 O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento.

Sabe-se, ainda, que poderá a ANP, sempre que julgar necessário, requerer do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.

De acordo com dados publicados pela ANP, a arrecadação da participação especial, desde o período inicial (ano 2000) até 2005, totaliza cerca de R\$ 22,5 bilhões. Além disso, somente no ano de 2005, fora distribuída para 7 Estados e 25 municípios. Já no primeiro trimestre de 2006, o total distribuído foi de R\$ 2,06 bilhões, sendo na faixa de R\$ 1,03 à União (Ministério das Minas e Energia e Ministério do Meio Ambiente), R\$ 825 milhões a 7 Estados (Alagoas, Amazonas, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Sergipe), e cerca de R\$ 206 milhões para 24 diferentes municípios. Para se perceber a evolução na arrecadação da participação especial, faz-se necessário observar o seguinte gráfico:

Gráfico 2

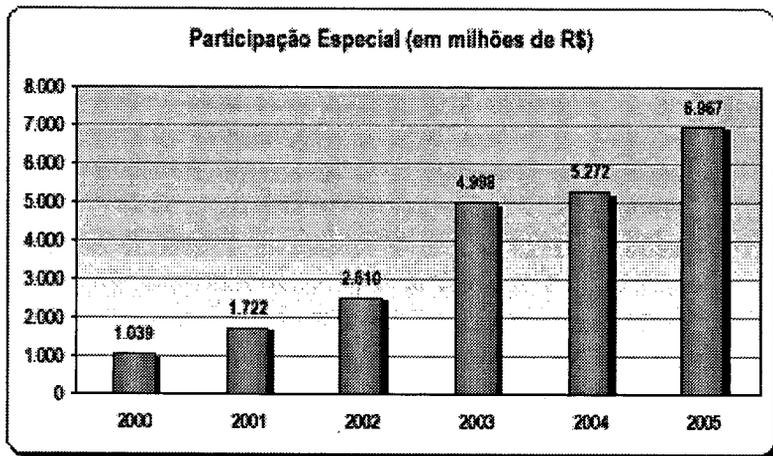


GRÁFICO 2 – Evolução na arrecadação da Participação Especial (2000-2005)

Tem-se que, conforme o art. 27 da referido Decreto, assim como ocorre com os royalties, os recursos provenientes do pagamento da participação especial serão distribuídos pela STN (Secretaria do Tesouro Nacional), com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

Percebe-se a necessidade de aplicação desses recursos por parte do órgão regulador, como forma de tornar o Brasil mais atrativo a investimentos nacionais e internacionais. Isso porque os recursos destinados ao Ministério das Minas e Energia devem ser revertidos para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural. Por outro lado, o capital direcionado ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal deve ser aplicado em estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria petrolífera.

### 3.4. O pagamento pela ocupação ou retenção da área

A última espécie de participação governamental é o pagamento pela ocupação ou retenção da área (também conhecido como *rental*), previsto no art. 51 da Lei do Petróleo, nestes termos:

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República.

O dispositivo legal pouca coisa nos diz acerca de seu conceito. Socorremos-nos das lições de Menezello, quando afirma que essa participação “corresponde ao pagamento devido pelos concessionários aos proprietários do solo, em virtude da ocupação ou retenção de área”<sup>29</sup>, ou das de José Marcos Domingues de Oliveira, quando ressalta que “seria uma espécie de aluguel devido pela posse do domínio público em que se constitui a jazida (superfície do bloco) objeto da concessão”<sup>30</sup>.

Entendemos que o conceito trazido por Menezello não se adequa bem ao contexto dessa participação, já que o pagamento é devido à União (que deve repassá-lo à ANP), como veremos, e não aos proprietários do solo.

Desse modo, percebemos que se trata de uma participação governamental devida em razão da simples retenção (desde a assinatura do contrato de concessão) ou efetiva ocupação (início das atividades de exploração ou produção) das áreas objeto dos contratos de concessão. A participação é devida, assim, desde a assinatura do contrato, não importando se já tiveram início ou não as atividades exploratórias.

Assim, não importa que a área objeto da concessão pertença ao Município, ao Estado, à União ou ao particular, pois a arrecadação dessa participação deverá ser inteiramente destinada à ANP, afim de que cumpra suas funções precípua de regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, a teor do disposto no art. 16 da Lei 9.478/97.

Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei.

Essa participação é paga anualmente, a partir da data de assinatura do contrato, levando-se em conta o número de dias de vigência do contrato de concessão no ano civil que se passou.

Os valores unitários dessa participação, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, serão fixados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento. Sendo que se houver prorrogação do prazo de exploração, o valor será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP.

O próprio decreto 2.705/98 já fixa os valores mínimo e máximo que poderão ser exigidos pela ANP na cobrança dessa participação, sendo que ela deverá levar em conta na fixação dos referidos valores, as características geológicas, a localização da bacia sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes. Assim dispõe o art. 28, § 3º, I a IV do decreto 2.705/98:

Art. 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

§ 3º. Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP 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: 200% (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 fração.

Desse modo, o edital de licitação da 7ª rodada (Parte A) traz em seu corpo uma tabela com os valores da taxa de retenção de área (em R\$/Km<sup>2</sup>/ano) para cada setor das diversas bacias sedimentares com blocos em licitação. Por exemplo, um bloco situado no setor SPOT-T5 da bacia potiguar, possui taxa de retenção de área de R\$ 108,00 por Km<sup>2</sup>/ano na fase de exploração.

Observe-se que os valores unitários referidos nos incisos do art. 28, § 3º são reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro<sup>31</sup>, de modo que na 7ª rodada de licitação, o valor máximo exigido a título dessa participação foi de R\$ 693,00 por Km<sup>2</sup>/ano na fase de exploração (para os blocos situados nas bacias de Campos e de Santos).

O edital da parte A estabelece que os valores unitários dos pagamentos pela ocupação ou retenção de área apresentados são os vigentes no dia 31/3/2005 e estão sujeitos à correção pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), desta data até a data de assinatura do Contrato de Concessão.

Além disso, em termos mais simples que o decreto, o edital estabelece que no caso de prorrogação da etapa de exploração, quando aplicável, e na etapa de desenvolvimento da fase de produção, os valores serão o dobro dos valores iniciais (da fase de exploração). Na fase de produção os

valores unitários serão dez (10) vezes os valores do primeiro período exploratório.

Os valores arrecadados a título dessa participação governamental desde a assinatura dos primeiros contratos de concessão (em 06 de agosto de 1998) pode ser exposta graficamente da seguinte forma:

**Tabela 6**  
**Pagamento pela ocupação ou retenção da área**

Ano correspondente	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL
Valor arrecadado em milhões de reais	29,0	72,5	91,2	124,7	146,5	126,2	124,3	130,1	121,6	960,9

Tabela 6 – valores arrecadados a título de pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Por fim, ressalte-se um caso concreto que teve lugar no âmbito da procuradoria jurídica da ANP, em que uma empresa concessionária teve indeferido o pedido de licença ambiental para a atividade de sísmica 3D em determinado bloco, conseguindo a suspensão do curso do prazo da fase de exploração do contrato de concessão perante a ANP até que houvesse o julgamento do recurso administrativo interposto perante o órgão ambiental.

Pleiteava assim, perante a agência, a suspensão do pagamento pela retenção da área da concessão, até que fosse tal recurso julgado pelo IBA-MA. Entretanto, a procuradoria opinou no sentido de que a temporária impossibilidade de execução das atividades exploratórias não afetaria a obrigação de pagar pela retenção da área, visto que o fato gerador da obrigação é a efetiva ocupação ou retenção da área. Como a partir da assinatura do contrato, a área de concessão passa a ser retida pela concessionária, este é o marco temporal inicial da obrigação, que somente cessa com a extinção da concessão, jamais com a mera suspensão do curso do prazo da mesma.

#### **4. Considerações finais**

Após a abordagem dos principais temas que compõem o objeto do presente estudo, podemos afirmar que as participações governamentais são obrigações pecuniárias que o concessionário deve pagar em virtude da assinatura do contrato de concessão, ou pelo fato da exploração e da produção de petróleo ou gás natural. Como são formas originárias de re-

ceita pública, afastada restou a pretensa alegação de que esse encargo possui natureza jurídica tributária. As participações governamentais são o gênero, do qual o bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área são as espécies.

No que pertine ao bônus de assinatura, vimos que o mesmo é exigível quando da assinatura do contrato de concessão e possui um valor mínimo previsto no edital de licitação. Ressaltamos que esse valor mínimo depende da relevância econômica do bloco licitado e que parcela dos valores arrecadados à título dessa participação é destinada à ANP, de acordo com as suas necessidades operacionais.

No tocante aos royalties, vimos que devem ser pagos mensalmente, até o último dia útil do mês subsequente e que são exigíveis a partir do mês em que ocorrer a produção, em cada campo. São previstos em contrato e trata-se de um encargo relacionado ao resultado da produção. Além do que, entendemos que não pode o Poder Público impor variação no valor da alíquota dessa participação durante a vigência do contrato de concessão.

No que diz respeito à Participação Especial, pôde-se apreender que será paga trimestralmente e que incide sobre o lucro da concessão, porquanto será cobrada em casos de grande rentabilidade e grande volume de produção, bem como demonstra claramente o risco característico da atividade petrolífera.

Por fim, no que tange ao pagamento pela ocupação ou retenção de área, vimos que o mesmo é exigível anualmente, sendo devido desde a assinatura do contrato, não importando se já tiveram início ou não as atividades exploratórias. Sendo que os valores unitários dessa participação, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, são fixados no edital e no contrato de concessão. Além do que, a arrecadação dessa participação deverá ser inteiramente destinada à ANP, afim de que cumpra suas funções legais de órgão regulador da indústria petrolífera.

---

\* Bacharelandos do Curso de Direito da Universidade Federal do Rio Grande do Norte; Alunos do Programa de Recursos Humanos em Direito do Petróleo e Gás Natural – PRH-ANP/MCT nº 36.

\*\* Professor do Programa de Recursos Humanos em Direito do Petróleo e Gás Natural – PRH-ANP/MCT nº 36.

## 5. Referências bibliográficas

BARBOSA, Alfredo Ruy. **A natureza jurídica da concessão para exploração de petróleo e gás natural**. Jus Navigandi, Teresina, a. 8, n. 389, 31 jul. 2004. Disponível em: <<http://www1.jus.com.br/doutrina/texto.asp?id=5521>>. Acesso em: 15 abr. 2006.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito Administrativo**. 17 ed. São Paulo: Atlas, 2004.

MANOEL, Cássio Oliveira. **Disciplina jurídica dos royalties de petróleo no ordenamento jurídico brasileiro**. Monografia de graduação. Julho de 2003.

MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. **Comentários à lei do petróleo: lei federal nº. 9.478, de 6-8-1997**. São Paulo: Atlas, 2000.

MORAES, Alexandre de. **Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural**. Jus Navigandi, Teresina, a. 6, n. 52, nov. 2001. Disponível em: <<http://www1.jus.com.br/doutrina/texto.asp?id=2426>>. Acesso em: 16 abr. 2006.

OLIVEIRA, José Marcos Domingues de. **Aspectos tributários do direito do petróleo – natureza jurídica das participações governamentais – government take**. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (org). **Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do Petróleo: As joint ventures na indústria do petróleo**. 2 ed. atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

## 6. Notas

\* Deve-se entender que RLP corresponde à receita líquida da produção do campo no período-base, em reais, bem como VPF se refere ao volume de produção fiscalizada de petróleo e gás natural do campo no período-base, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

1 DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito Administrativo*. 17 ed. São Paulo: Atlas, 2004.

2 Cf. MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. Jus Navigandi, Teresina, a. 6, n. 52, nov. 2001. Disponível em: <<http://www1.jus.com.br/doutrina/texto.asp?id=2426>>. Acesso em: 16 abr. 2006.

3 Alfredo Ruy Barbosa aponta ainda a existência de mais três sistemas legais adotados na regência da exploração dos recursos naturais do subsolo: a) O sistema fundiário (ou regime da acessão), que confere um domínio ilimitado ao dono do solo, sob o argumento de que o subsolo é apenas um acessório do solo e que, por isso, deve seguir a propriedade principal; b) O sistema regalista (ou regaliano), pelo qual a concessão implicava a transferência de um bem dominical para o particular, mas que a manutenção desse título dependia do pagamento pontual de uma taxa então conhecida por “regalia”; c) O sistema industrial (ou liberal), para o qual as jazidas em geral, enquanto não conhecidas, são consideradas como *res nullius*, ou seja, não pertencem a ninguém, razão pela qual o direito de explorá-las será concedido àquele que primeiro descobrir e revelar a sua existência. BARBOSA, Alfredo Ruy. *A natureza jurídica da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. Jus Navigandi, Teresina, a. 8, n. 389, 31 jul.

2004. Disponível em: <<http://www1.jus.com.br/doutrina/texto.asp?id=5521>>. Acesso em: 15 abr. 2006.

4 MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. *Comentários à lei do petróleo: lei federal nº 9.478, de 6-8-1997*. São Paulo: Atlas, 2000.

5 Marilda Rosado de Sá Ribeiro também dá o seu conceito, dizendo que “as participações governamentais são compensações financeiras extraordinárias devidas à sociedade”. Ao nosso sentir também insuficiente, visto que não engloba no conceito a razão da cobrança de tais participações, que como veremos, varia conforme a espécie de participação, bem como não especifica quem é o devedor de tal obrigação. RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As joint ventures na indústria do petróleo*. 2 ed. atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

6 Marilda Rosado de Sá Ribeiro assim se expressa ao comentar esse assunto: “As jazidas de petróleo são bens públicos da União, por expressa disposição constitucional. No entanto, com a concessão, todo o produto obtido como resultado desta atividade passa a integrar o patrimônio do concessionário. A compensação obtida pelo Estado, pela exploração deste recurso não-renovável, é realizada através das participações governamentais”. RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As joint ventures na indústria do petróleo*. 2 ed. atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2003, p. 378.

7 Tributo é toda prestação pecuniária compulsória, em moeda ou cujo valor nela possa se exprimir, que não constitua sanção de ato ilícito, instituída em lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada (art. 3º, CTN).

8 OLIVEIRA, José Marcos Domingues de. *Aspectos tributários do direito do petróleo – natureza jurídica das participações governamentais – government take*. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (org). *Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

9 OLIVEIRA, José Marcos Domingues de. Obra citada. p. 499/500.

10 Alexandre de Moraes, por sua vez, entende diferentemente ao afirmar que: “Dentro dessa clássica classificação, nos parece que as jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos são bens públicos de uso especial, uma vez que tem uma destinação pública definida constitucionalmente, qual seja, a exploração e aproveitamento de seus potenciais; bem como, sob o seu aspecto jurídico, esses bens públicos são do domínio público do Estado”. Entretanto, cremos que não assiste razão ao nobre constitucionalista. MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. Jus Navigandi, Teresina, a. 6, n. 52, nov. 2001. Disponível em: <<http://www1.jus.com.br/doutrina/texto.asp?id=2426>>. Acesso em: 15 abr. 2006.

11 RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As joint ventures na indústria do petróleo*. 2 ed. atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2003, p. 380.

12 MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. *Comentários à lei do petróleo: lei federal nº 9.478, de 6-8-1997*. São Paulo: Atlas, 2000. p. 139.

12 Ressalte-se que apesar do permissivo legal, não temos notícia de que a ANP tenha deixado de instituir as quatro participações governamentais nos editais de licitação e nos respectivos contratos celebrados, em decorrência das sete rodadas licitatórias já

realizadas. Apesar de se tratar de uma discricionariedade do agente regulador, temos que ter em mente que, caso posto em prática, deve ser devidamente fundamentado, a fim de que não afronte o princípio da supremacia do interesse público.

14 Além do bônus de assinatura (que tem um peso de 40% no cálculo da nota final a ser atribuída à empresa concorrente), o comprometimento com a aquisição de bens e serviços brasileiros (o conteúdo local, que tem peso de 20%) e o programa exploratório mínimo (com peso de 40% no cálculo da nota final) são os fatores utilizados para definir os vencedores das licitações. Isso de acordo com o Edital da 7ª rodada de Licitações – Parte A (blocos com risco exploratório). De acordo com o Edital da parte B (blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais), o julgamento das ofertas considerará um peso de 25% para o bônus de assinatura e um peso de 75% para o programa de trabalho inicial (PTI).

15 MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. *Comentários à lei do petróleo: lei federal nº. 9.478, de 6-8-1997*. São Paulo: Atlas, 2000. p. 140.

16 Disponível em: <[http://www.brazilrounds.gov.br/round7/edital/Edital\\_Dispos\\_Gerais.zip](http://www.brazilrounds.gov.br/round7/edital/Edital_Dispos_Gerais.zip)>. Ressalte-se assim que, se houver um consórcio vencedor da licitação, deverá ser analisada a participação de cada empresa nesse consórcio, a fim de que se calcule a quantia que cada uma será responsável no pagamento do bônus.

17 MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. *Comentários à lei do petróleo: lei federal nº. 9.478, de 6-8-1997*. São Paulo: Atlas, 2000. p. 140.

18 A Petrobras pagou R\$ 533 milhões em bônus de assinatura pelas 96 áreas arre-

matadas, sozinha ou em parceria com outras empresas. Depois da Petrobras, a empresa que desembolsou a maior quantia com o pagamento de bônus de assinatura foi a Devon (R\$ 188 milhões), seguida pela BG (R\$ 168 milhões) e pela Repsol (R\$ 128 milhões). A empresa pagaria ainda um ágio de cerca de 10.000% pelo bloco terrestre 442 da Bacia Potiguar. O bônus de assinatura pago pela estatal foi de R\$ 1,08 milhões e o valor mínimo estipulado pela ANP estava em R\$ 10 mil. Foi o maior ágio já pago em rodadas de licitações. Dados obtidos conforme notícia publicada no *site* da ANP, disponível em: <[http://www.anp.gov.br/conheca/noticias\\_int.asp?intCodNoticia=152](http://www.anp.gov.br/conheca/noticias_int.asp?intCodNoticia=152)>. Acesso: 17 abr. 2006.

19 Os valores da taxa de participação variam para cada bacia onde se localizam os blocos que serão licitados. À título de exemplo, na 7ª rodada de licitações da ANP, no Edital da parte A, a fim de que uma empresa pudesse ofertar uma proposta para obter algum bloco situado na bacia *offshore* potiguar deveria pagar R\$ 45.000,00 de taxa de participação, além de satisfazer as demais condições a fim de que seja habilitada pela ANP para participar do certame. Ressalte-se que as empresas somente poderão apresentar ofertas para os blocos localizados nos setores de bacias para as quais pagaram as respectivas taxas de participação. Além do que, o pagamento da taxa de participação é obrigatório e individual para cada empresa, mesmo que estas venham a apresentar oferta mediante consórcio.

20 Cf. MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. Obra citada. p. 140.

21 A íntegra do projeto de lei está disponível no endereço virtual: <<http://www.camara.gov.br/sileg/integras/130799.htm>>.

22 MANOEL, Cássio Oliveira. Disciplina jurídica dos royalties de petróleo no ordenamento jurídico brasileiro. Natal, 2003.

23 Tem-se por instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural, as monobóias, os quadros de bóias múltiplas, os quadros de âncoras, os píeres de atracação e os cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

24 Para uma melhor compreensão do que seja um Município pertencente à zona de influência da instalação, vide o §4º, do art. 2º, da Portaria ANP nº. 29, de 22.2.2001.

25 Com base nesse enunciado, pode-se obter a seguinte fórmula para o cálculo dos royalties:

Valor *royalties* = (Volume total . 0,1) . Preço de referência .

Ademais, conforme o inciso V, do art. 3º do referido Decreto, tem-se por preço de referência, o preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP.

26 A Taxa de Câmbio (TC) de referência utilizada no cálculo dos preços mínimos do petróleo nacional representa a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano obtidas junto ao Banco Central do Brasil.

27 O art. 27 da Lei 9.478/97 admite que: quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único: Não chegando as partes a 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.

28 Para se obter a receita bruta de produção de um determinado campo, em dado período, dever-se-á somar os produtos dos volumes de produção fiscalizada mensais de petróleo pelos seus respectivos preços de referência mensais com o somatório dos produtos dos volumes de produção fiscalizada mensais de gás natural pelos seus respectivos preços de referência mensais, sendo tais volumes e preços mensais relativos aos meses do período-base. Tem-se, para tanto, a seguinte fórmula:

$$RBP = VPFP1 \cdot Pp1 + VPFP2 \cdot Pp2 + VPFP3 \cdot Pp3 + VPFG1 \cdot Pg1 + VPFG2 \cdot Pg2 + VPFG3 \cdot Pg3$$

Onde: RBP - é a receita bruta de produção do campo no período-base, em reais;

VPFP1, VPFP2 e VPFP3 - são os volumes de produção fiscalizada de petróleo do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pp1, Pp2 e Pp3 - são os preços de referência do petróleo produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico;

VPFG1, VPFG2 e VPFG3 - são os volumes de produção fiscalizada de gás natural do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pg1, Pg2 e Pg3 - são os preços de referência do gás natural produzido no cam-

po, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico.

29 MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. Obra citada. p. 145.

30 OLIVEIRA, José Marcos Domingues de. Obra citada. p. 498.

31 De acordo com o art. 28, § 4º do Decreto 2.705/98.