



Rio de Janeiro, 09 de maio de 2012.

## NOTA TÉCNICA SPG nº 025/2012

**Ref.: Processo Administrativo ANP nº 48610.004064/2012-70  
Memorando nº 169/2012/SDP**

### 1 INTRODUÇÃO

A Lei 12.351/2010, em seu art. 34, determina como atribuição da ANP regular os procedimentos e as diretrizes para a elaboração do Acordo de Individualização da Produção (AIP). Desta forma, a Superintendência de Desenvolvimento da Produção (SDP) instaurou o processo administrativo ANP 48610.004064/2012-70, para elaboração de uma minuta de resolução a ser apresentada à Diretoria Colegiada da ANP, para que a Agência possa dar cumprimento a esta atribuição legal.

Na elaboração da referida minuta de resolução, a SDP apresentou à SPG, por meio do Memorando nº 169/2012/SDP, duas questões sobre Participações Governamentais. Estas questões serão respondidas no presente documento.

### 2 QUESTÕES LEVANTADAS E RESPOSTAS

As questões colocadas à discussão, por meio do Memorando nº 169/2012/SDP, são apresentadas na sequência seguidas de suas respectivas respostas:

- i) *É possível tecnicamente apurar de forma conjunta a participação especial e o custo em óleo, quando se tratar de um acordo que envolva um contrato de concessão e um contrato de partilha da produção?*

#### *Resposta*

A questão diz respeito à situação em que um campo produtor de petróleo e/ou gás natural se estenda por áreas contratadas em regimes diversos, a saber: contrato de concessão e contrato de partilha. Esses regimes possuem figuras econômicas distintas, com finalidades diferentes: a

Participação Especial (PE) e o Custo em Óleo. Assim, antes de respondermos a questão faz-se necessário o detalhamento destas duas figuras.



A Participação Especial (PE) é uma compensação financeira extraordinária prevista na Lei 9.478/97, regulamentada pelo Decreto 2.705/98 e pela Portaria ANP 10/99, e nos contratos de concessão para campos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade.

A PE é o resultado da aplicação de uma alíquota efetiva sobre a receita líquida da produção. Esta receita líquida, por sua vez, é calculada descontando-se da receita bruta da produção os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

A Portaria ANP 10/99, em complemento ao Decreto n.º 2.705/98, estabelece os procedimentos para a apuração da PE, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo e gás natural, apresentando de forma detalhada como devem ser deduzidos da receita bruta da produção os referidos custos, para se obter a receita líquida para o cálculo efetivo da PE.

Na PE, atualmente, é possível a dedução dos royalties, do bônus de assinatura, dos pagamentos aos proprietários de terra, dos pagamentos pela ocupação e retenção de áreas, de até 1% dos gastos com P&D, além dos gastos com exploração, perfuração, desenvolvimento, produção e provisão para abandono do poço. Esta possibilidade de dedução das participações governamentais na PE está definida na Portaria 10/99, cuja regulamentação é atribuição da ANP.

Para fins de pagamento da PE, os montantes apresentados à ANP, por meio do DAPE (Demonstrativo de Apuração da Participação Especial), como custos e deduzidos da receita bruta da produção são apropriados pelos concessionários na proporção da alíquota efetiva do campo, durante a vigência do contrato.

A Lei 12.351/10 instituiu o regime de partilha de produção pelo qual a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do Custo em Óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

A referida lei, em seu art. 2º, inciso II, define o Custo em Óleo como a parcela da produção de petróleo, de gás natural ou de outros hidrocarbonetos fluidos, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações sujeitas a limites, prazos e condições estabelecidas em contrato.

O Art. 42, da Lei 12.351/10, veda a inclusão dos royalties e bônus de assinatura, respectivamente, no cálculo do Custo em Óleo. O Art. 43, por sua vez, veda também a inclusão do pagamento aos proprietários de terra no cálculo do Custo em Óleo.

Cabe ao Ministério de Minas e Energia estabelecer os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do Custo em Óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos, sendo que os mesmos deverão constar do edital de licitação.



De forma resumida, o Custo em Óleo, previsto na Lei 12.351, é o pagamento ao contratado, em regime de partilha, dos custos e investimentos realizados pelo contratado, na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato, sendo vedada, por lei, a dedução valores gastos a título de royalties, bônus de assinatura e pagamentos aos proprietários de terra.

Os custos apontados como Custo em Óleo poderão ser apropriados em sua totalidade pelo contratado até o final do contrato de partilha.

Cabe lembrar que até o presente momento as definições relativas ao Custo em Óleo são aquelas definidas pela Lei 12.351/97, não existindo ainda nenhum decreto presidencial, resolução da ANP ou contrato de partilha assinado regulamentando o assunto.

Feitos estes esclarecimentos, **podemos afirmar que não existe a possibilidade de uma apuração conjunta da PE com o Custo em Óleo, visto serem as mesmas figuras distintas, com estruturas de custos/deduções possíveis diferentes.**

Apresentados os conceitos acima, cabe destacar ainda que a PRG, por meio do Parecer 94/2011/PF-ANP/PGF/AGU (fls. 159-174), de 19/12/2011, no qual trata dos aspectos jurídicos relacionados ao processo de unitização do reservatório CRP-10 do campo de Carapeba entre a União e a PETROBRAS, delimita que:

*“... os regimes fiscais devam ser aplicados de forma independente (e proporcional) para cada parcela da jazida unitizada, respeitando-se as características originais dos contratos envolvidos, admitindo-se, apenas para as normas contratuais relacionadas às obrigações que necessitem ser cumprida por inteiro, definição de regramento específico pelo órgão regulador à luz do interesse público, da função social do contrato, das melhores práticas da indústria do petróleo, dos princípios da preservação dos contratos e da proporcionalidade.”*

Respeitando-se o entendimento acima expresso e considerando que a questão trata de regimes fiscais que devam ser aplicados de forma independente (e proporcional) para cada parcela da jazida unitizada, respeitando-se as características originais dos contratos envolvidos, entendemos que um campo nessa condição (jazida que se estenda por áreas com regimes fiscais distintos) deverá apurar seus custos totais (para o campo) de duas formas distintas, uma exclusiva para a apuração da PE (respeitando seu contrato de concessão), e outra exclusiva para a apuração do Custo em Óleo (respeitando seu contrato de partilha). Definidas as duas estruturas de custos, cada concessionário aplicará sua participação a sua necessidade contratual.

Por exemplo, um campo cuja participação seja de 60% para o concessionário X em regime de concessão e 40% para o contratado Y em regime de partilha, teria seus custos apurados para a PE (total do campo) e recolheria a PE no percentual relativo apenas a sua participação determinada no AIP (60%). Por outro lado, a contratada em regime de partilha teria seu Custo em Óleo calculado para todo o campo, mas quando da apuração de suas obrigações contratuais participaria apenas com sua participação (40%) definida no AIP.

No entanto, a não existência de uma regulamentação mais detalhada para a apuração do Custo em Óleo; os eventuais custos mais altos para a manutenção de dois sistemas distintos de apuração de custos, para um mesmo campo; ou questões jurídicas podem inviabilizar a apuração dos custos como proposto acima.

Nesse caso, se por algum motivo não for possível ser implementado duas apurações específicas de custos, entendemos que deva ser considerado, no momento oportuno, a publicação de uma resolução específica pela ANP para tratar do assunto, de modo a harmonizá-la aos princípios apresentados na Lei 12.351/10.



Em resumo, não existe a possibilidade de uma apuração conjunta da PE com o Custo em Óleo, visto serem figuras distintas, com estruturas de custos/deduções possíveis diferentes. A solução perpassa por realizar duas apurações distintas, conforme delineado, ainda que para isso, caso necessário, seja oportunamente publicada uma resolução específica pela ANP para tratar do assunto.

ii) *A União deverá pagar royalties sobre a produção de área não outorgada, quando estiver exercendo diretamente o monopólio do petróleo?*

**Resposta**

Primeiramente, informamos que se trata de questão complexa, a ser analisada sob forte prisma jurídico, de modo que os comentários que se seguirão tem o condão de servir como um introito à futura manifestação da PRG.

Consoante a legislação vigente, nosso entendimento é que sobre o volume produzido de petróleo e gás natural existe a necessidade dos pagamentos dos royalties relativos a esta produção. Senão, vejamos.

A Constituição Federal em seu Art. 20 determina:

*Art. 20. São bens da União:*

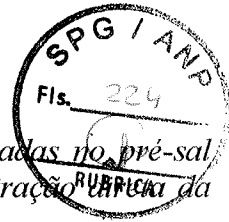
*§ 1º - É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.*

A Lei 12.351/10, em seu Art. 2º define que o royalty por ela estabelecido é a compensação financeira de que trata o Art. 20, § 1º.

*Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:*

*XIII - royalties: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do §1º do art. 20 da Constituição Federal.*

A mesma Lei 12.351/10, em seu Art. 49 define o royalty como uma das fontes de recursos que compõem o Fundo Social.



Art. 49. *Constituem recursos do FS:*

*IV – os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal, contratadas sob o regime de concessão destinados à administração da União, observado o disposto nos §§ 1º e 2º deste artigo;*

*§ 1º A Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:*

*“Art. 49. ....*

*§ 3º Nas áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, a parcela dos royalties que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, vedada sua destinação aos órgãos específicos de que trata este artigo.” (NR)*

*“Art. 50. ....*

*§ 4º Nas áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, a parcela da participação especial que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, vedada sua destinação aos órgãos específicos de que trata este artigo.” (NR).*

Ocorre que quem deve pagar não é a União (que não produz), mas sim a operadora (ou consórcio, conforme o caso).

Não pode ter a União, smj, a obrigação legal de recolher os royalties, até porque a União sequer poderia ser fiscalizada pela ANP.

Em suma, é nosso entendimento inicial que a União não deve pagar royalties, mas sim a operadora que tiver produzindo de fato na área não outorgada.

**Carlos Alberto Xavier Sanches**

Superintendente Adjunto de Participações Governamentais

**José Gutman**

Superintendente de Participações Governamentais