



## CONSULTA PÚBLICA Nº 08/2018

### Formulário de comentários e sugestões

#### Instruções para preenchimento do formulário:

1. No campo Documento, deve ser especificado o instrumento licitatório para o qual está sendo sugerida modificação. Neste campo, deve-se digitar apenas pré-edital ou minuta do contrato;
2. No campo Natureza da sugestão, deve ser indicado se a sugestão proposta é de Inclusão, Alteração ou Exclusão;
3. No campo Item, deve ser discriminado o item do pré-edital, ou a cláusula da minuta do contrato, ou, ainda, o anexo para o qual está sendo sugerida modificação. Neste campo, deve-se digitar apenas o número do item ou o número da cláusula, sem detalhar o seu título. No caso de sugestão à anexo, deve-se incluir o número do anexo e o número do item objeto da sugestão, caso existente. Caso a sugestão seja de Inclusão, deve-se especificar o número que o item ou a cláusula teria caso a sugestão fosse acatada pela ANP;
4. No campo Proposta de alteração, deve ser redigida a redação proposta para o item, em sua versão final. Não se deve usar texto tachado, negrito, sublinhado ou destacado em cores. Caso a sugestão seja de Exclusão, deve-se deixar o campo em branco;
5. No campo Justificativa, deve ser descrita a justificativa para a sugestão proposta.

**Exemplo de preenchimento do formulário de comentários e sugestões:**

<b>Documento</b>	<b>Natureza da sugestão</b>	<b>Item</b>	<b>Proposta de alteração</b>	<b>Justificativa</b>
Minuta do contrato	Alteração	Anexo II – 3.2.1	Texto proposto.	Justificativa.
Pré-edital	Exclusão	1.4.3		Justificativa

**Instruções para envio do formulário:**

Após o preenchimento deste formulário, remeta-o à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) até **o dia 28 de maio de 2018** pelo e-mail [rodadas@anp.gov.br](mailto:rodadas@anp.gov.br). A utilização deste formulário é obrigatória. Não serão aceitas sugestões e comentários fora do padrão deste formulário.

## FORMULÁRIO DE COMENTÁRIOS E SUGESTÕES

CONSULTA PÚBLICA Nº 08/2018

Documento	Natureza da sugestão	Item	Proposta de alteração	Justificativa
Minuta do contrato	Alteração	9.11	Na ausência de regulamentação específica, a ANP terá o prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados da data de recebimento do Programa de Desativação das Instalações para aprová-lo ou solicitar ao Concessionário as modificações que julgar cabíveis.	<p>Comparativamente à 14ª Rodada, houve aumento de quase 100% no prazo disponibilizado pela ANP para aprovar ou solicitar modificações no Programa de Desativação das Instalações prazo (180 dias para 365 dias, na minuta atual). Sugere-se apenas a manutenção do prazo constante no contrato de concessão da 14ª Rodada. Destaca-se que, no contrato de concessão da 9ª Rodada, por exemplo, o prazo para apreciação da ANP era de 30 dias (8.12). Especialmente para operadores terrestres, a extensão do prazo implica pagamento de retenção de área na Fase de Produção e, diferentemente dos operadores marítimos, compensações de aluguéis a proprietários de terra, onerando as operações.</p> <p>Alguns Programas de Desativação das Instalações podem ser simplificados, sem a desmobilização de todas as instalações. Isto é, os Programas podem não estar atrelados à devolução integral do campo (que continuaria com produção efetiva, em área remanescente), mas tão somente a uma redefinição do <i>ring-fence</i>. Neste caso, a área devolvida poderia incluir, por exemplo, somente um poço seco que nunca produziu (ex. teste de <i>upside</i>) – acarretando a necessidade de envio de um Programa para a ANP por se localizar em área de desenvolvimento. A recuperação envolvida, neste caso, seria simplificada, com o</p>

<b>Documento</b>	<b>Natureza da sugestão</b>	<b>Item</b>	<b>Proposta de alteração</b>	<b>Justificativa</b>
				<p>arrasamento e a recomposição da área da base, dentre outras ações - consoante à legislação vigente.</p> <p>Admitir um prazo de 365 dias para apreciação, na ausência de regulamentação específica, poderia significar retenção mais morosa do concessionário, especialmente considerando o interesse dos proprietários de terra em buscar a recuperação célere das áreas ou a reintegração da área de servidão. Do mesmo modo, adia-se, nesse contexto, o prazo para que estas áreas sejam efetivamente devolvidas à União e, no espírito do interesse público, passem a integrar, por exemplo, as áreas a serem oferecidas no âmbito da Oferta Permanente.</p> <p>É de conhecimento que as resoluções ANP nº 27 e 28/2006 encontram-se em processo de revisão com prazo de publicação em 2018, conforme explicitado em resposta desta agência à contribuição sobre este tema realizada no âmbito do processo de consulta pública para a 15ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás Natural. No entanto, até o momento as disposições dessas resoluções não foram postas em consulta pública.</p>
Minuta do contrato	Inclusão	12	Caso haja aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído pelo Concessionário, os volumes de Gás Natural produzidos durante testes de formação na Etapa de Desenvolvimento, com fluxo inferior a 72h, serão computados para efeito do cálculo das Participações Governamentais e de Terceiros devidas, previstas na Cláusula Vigésima Terceira.	<p>Na adoção das Melhores Práticas da Indústria, a partir da declaração de comercialidade de um campo de gás natural não associado é iniciada a etapa de desenvolvimento, quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada. Nessa etapa, para melhor caracterização do reservatório e seu potencial produtor, são realizados testes de formação (TFR) – fluxo inferior a 72h – para determinação do Absolute Open Flow (AOF). Dessa forma, todo o gás do TFR é queimado, sem aproveitamento econômico pelo concessionário, por questões de</p>

Documento	Natureza da sugestão	Item	Proposta de alteração	Justificativa
				<p>indisponibilidade de infraestrutura para escoamento da produção.</p> <p>Destaca-se que o teste de potencial de produção de gás natural na Etapa de Desenvolvimento distingue-se do teste de potencial de produção de petróleo, em que é possível o armazenamento do hidrocarboneto líquido, por exemplo, em tanque arqueado, cujo volume poderá ser aproveitado economicamente pelo concessionário. Para concessionários de campos declarados comerciais de gás natural não associado, o aproveitamento máximo do hidrocarboneto extraído acaba por ser otimizado, em linha com o melhor aproveitamento de recursos da União. A queima do gás natural, portanto, é indesejada e realizada estritamente para a consecução do TFR e avaliação de AOF.</p> <p>Atualmente, a regulação não diferencia o hidrocarboneto líquido (óleo) do hidrocarboneto gasoso (gás natural) na Fase de Produção, anteriormente ao início de produção do campo. Uma vez desenvolvido o campo de gás não associado e iniciada sua operação, o gás natural testado poderá ser aproveitado economicamente.</p> <p>É de conhecimento que a ANP, através da Resolução de Diretoria nº 862/2014, deliberou pelo pagamento de royalties em Teste de Formação, conforme explicitado em resposta desta agência à contribuição sobre este tema realizada no âmbito do processo de consulta pública para a 15ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás Natural. No entanto, considerando que a agenda para o gás natural - com tratamento específico para este hidrocarboneto - vem sendo promovida pelo Ministério de Minas e Energia através de iniciativas como o “Gás para Crescer” ou o</p>

<b>Documento</b>	<b>Natureza da sugestão</b>	<b>Item</b>	<b>Proposta de alteração</b>	<b>Justificativa</b>
				<p>Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – o REATE, entende-se este ajuste como uma medida concreta de fomento a exploração e produção de gás natural.</p> <p>Nesse sentido, em outubro de 2017 já foi encaminhado a esta agência pedido de revisão da Resolução de Diretoria N° 862/2014 (SID 00610.107574/2017-86) motivado pela (i) diferença de tratamento ao hidrocarboneto testado na Fase de Exploração e de Produção; (ii) desconsideração das especificidades do gás natural; e (iii) interesse da União em minimizar a judicialização do setor para o órgão regulador e os custos de transação para os concessionários.</p>
Minuta do contrato	Alteração	Anexo V d)	<p>Para blocos com alíquota de royalties equivalente a 10% (dez por cento) da produção: Pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente a 1% (um por cento) da Produção de Petróleo e Gás Natural, nos termos da Legislação Aplicável.</p> <p>Para blocos com alíquota de royalties equivalente a 7,5% (sete e meio por cento) da produção: Pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente a 0,75% (sete décimos e meio por cento) da Produção de Petróleo e Gás Natural, nos termos da Legislação Aplicável.</p> <p>Para blocos com alíquota de royalties equivalente a 5% (cinco por cento) da produção: Pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente a 0,50% (cinco décimos por cento) da Produção de Petróleo e Gás Natural, nos termos da Legislação Aplicável.</p>	<p>O art. 52 da Lei 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”) estabelece que o contrato de concessão de bloco terrestre deverá constar com cláusula que determine o pagamento a proprietários de terra de participação equivalente a um percentual variável entre 0,5% e 1,0% da produção de hidrocarbonetos, a critério da ANP.</p> <p>O art. 47 da Lei do Petróleo também prevê que a ANP poderá adotar alíquotas de royalties variáveis entre 5,0% e 10,0% da produção em seus editais de licitação.</p> <p>Observa-se, portanto, que o pagamento a proprietários de terra tenderia a uma proporcionalidade de 10% da alíquota de royalties aplicável ao contrato de concessão.</p> <p>Na atual lista de blocos ofertados na Rodada Permanente, não há bacias terrestres com alíquotas de royalties de 10%. Nesse contexto, subsistem apenas as distorções de bacias com alíquotas de royalties de 5,0% e pagamento a proprietários de terra em 1,0% da produção (20% do valor compensado aos entes federativos em</p>

Documento	Natureza da sugestão	Item	Proposta de alteração	Justificativa
				<p>royalties) e bacias com alíquotas de 7,5% e o pagamento a proprietários de terra em 1,0% da produção (13,3% do valor compensado aos entes federativos em royalties).</p> <p>A Lei nº 9.784/1999, que regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal, estabelece em seu art. 2 que a Administração Pública obedecerá, dentre outros critérios, ao da proporcionalidade.</p> <p>Para evitar a assimetria entre recebimento de entes federativos e particulares (inclusive no cruzamento supramencionado entre bacias sedimentares – 20% vs. 13,3%), sugere-se a adoção da proporcionalidade entre a alíquota de royalties e o pagamento a proprietários de terra, sendo este último 10% da alíquota aplicável de royalties. Enseja-se, nesse sentido, revisão da Portaria ANP nº 143/1998 para corrigir a desproporção entre a arrecadação dos entes federativos e recebimento da Participação na Produção por proprietários de terra.</p>
Pré-Edital	Alteração	2.2.2 Tabela 3A	Coluna “Alíquotas de Royalties” da Bacia do Parnaíba e da Bacia de Tucano: 5%.	<p>O item 2.2.2. do pré-edital esclarece que “considerando os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP estabeleceu alíquotas de royalties distintas para os setores ofertados conforme Tabelas 3A e 3B”. A Tabela 3A demonstra a alíquota de royalties por setores e bacias. De acordo com Art. 47 da Lei do Petróleo (Lei nº 9478/97), a alíquota máxima incidente para royalties é de 10% da produção, podendo ser reduzida pela ANP até 5%.</p> <p>Defende-se, nesse ponto, a adoção isonômica da alíquota de royalties mínima para todas as bacias terrestres ofertadas com modelo exploratório considerado como “de nova fronteira” como forma de incentivar investimentos e considerando</p>

Documento	Natureza da sugestão	Item	Proposta de alteração	Justificativa
				<p>as especificidades inerentes à lavra terrestre em regiões pouco exploradas.</p> <p>No relatório do Grupo de Trabalho do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres ("REATE"), do MME, de 03/05/17, em seu item 4.1.3 consta, como ação prioritária, "adequar os royalties dos novos editais, considerando os riscos geológicos, tecnológicos, logísticos e econômicos em áreas maduras e de novas fronteiras, levando em consideração do parágrafo 1º do art. 47 da Lei 9.478, de 1997".</p> <p>Como resultado esperado, estava a "redução da cobrança de royalties para as próximas rodadas de áreas terrestres maduras e de nova fronteira". Para tanto, solicitamos que haja uma reconsideração da alíquota incidente para as Bacias do Parnaíba e Tucano, conforme já realizado para as demais bacias terrestres de nova fronteira, em consonância com as disposições de política energética e de promoção nacional do MME. Por isonomia com as demais bacias terrestres de nova fronteira, entendemos que a alíquota incidente deveria ser de 5%.</p>
Pré-Edital	Alteração	2 Tabela 2A	Coluna "Qualificação mínima requerida" para a Bacia do Amazonas: C	<p>O item 2 do pré-edital aponta que a Tabela 2A apresenta um resumo descritivo dos setores, apontando, entre outras informações, a qualificação mínima requerida para a operadora em cada setor.</p> <p>Em nota de rodapé da coluna "Qualificação mínima requerida" da Tabela 2ª, o edital esclarece que as licitantes qualificadas como operadoras serão classificadas nos níveis <i>"operadora A, para operar em águas profundas/ultraprofundas, águas rasas e em terra; operadora B, para operar em águas rasas e em terra; operadora C, para operar</i></p>



Documento	Natureza da sugestão	Item	Proposta de alteração	Justificativa
				<p><b><i>em terra; e operadora D, para operar somente em áreas terrestres com acumulações marginais</i></b>” (grifo nosso).</p> <p>Ocorre que, entre as bacias terrestres, a única bacia apontada com qualificação mínima requerida B é a Bacia do Amazonas.</p> <p>Atentando à importância de observar-se o princípio constitucional da isonomia, não fica clara a razão pela qual, para operar na bacia terrestre do Amazonas, é exigida a qualificação mínima para operar em águas rasas. Desse modo, entendemos ser adequado alterar a qualificação mínima exigida para esta área para C.</p>