



NOTA TÉCNICA Nº 080/2018/SDP

Referência: Processo administrativo nº 48610.012420/2017-33

Nota Técnica 004/2018/SDP

Nota Técnica Conjunta SDR-SPL 002/2018

Nota Técnica 01/2018/SPG

Parecer nº 135/2018/PF-ANP/PGF/AGU

Parecer Técnico 005/2018/SDP

Consulta e Audiência Públicas ANP nº 09/2018

Assunto: Proposta de Resolução para concessão de redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros.

I – OBJETIVO

Apresentar a minuta de Resolução que define o procedimento para conceder redução de alíquota de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, com as alterações decorrentes da Consulta e Audiência Públicas.

II - HISTÓRICO

A Diretoria Colegiada da ANP, com base na Resolução de Diretoria nº 217, de 25 de abril de 2018 (fl. 233), autorizou a realização de Audiência Pública precedida de Consulta Pública pelo período de 30 (trinta) dias, tendo por objeto a minuta de Resolução que define procedimentos para conceder redução da alíquota de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

Em atendimento às orientações constantes na Instrução Normativa nº 8/2004, de 30/02/2004 e revisada em 15/03/2011, que versa sobre os procedimentos necessários à realização de Consulta e Audiência Pública para a edição de atos regulatórios, foram tomadas as medidas abaixo relacionadas:

1. Os Avisos de Consulta e Audiência Pública foram publicados no Diário Oficial da União - DOU em 30/04/2018 (fl. 235) e no sítio da ANP na internet.
2. O prazo para Consulta Pública e inscrições na Audiência Pública foi de 01/05/2018 a 01/06/2018. Para as inscrições, comentários e sugestões, os interessados poderiam utilizar o endereço eletrônico CONSULTA.AUDIENCIA_SDP@anp.gov.br ou diretamente em um dos protocolos da ANP. Os modelos de formulários, bem como a minuta de Resolução (fl. nº 169 a 170v) e as Notas Técnicas nº 004/2018/SDP (fl. 103 a 119), nº 01/2018/SPG (fl. nº 126 a 139v), Nota Técnica conjunta nº 002/2018/SDR-SPL (fl. nº 202 a 208), Parecer Procuradoria 00135/2018 (fl. nº

189 a 193) e Parecer Técnico nº 005/2018/SDP (fl. nº 165 a 168) que a subsidiaram, foram disponibilizados no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br/consultas-e-audiencias-publicas>.

3. A Audiência Pública nº 09/2018 foi realizada no dia 29/06/2018, das 13 às 17 horas no J W Marriott Hotel Rio de Janeiro em Copacabana.
4. Foi designado como representante da Procuradoria Geral Federal junto à ANP o Procurador Nilo Sérgio Gaião Santos para composição da mesa durante a Audiência.

Consulta e Audiência Públicas

Durante o período de Consulta Pública foram recebidas propostas encaminhadas por 11 manifestantes, incluindo empresas operadoras, associações representantes de empresas, instituições municipais e estaduais e escritórios de advocacia. Todas as 86 sugestões recebidas, das quais 21 foram aceitas ou parcialmente aceitas, estão comentadas e seu acatamento ou não justificado pela ANP em documento anexo ao processo (fl. 361 a 367v) a ser publicado no *site* da Agência.

A Audiência Pública nº 09/2018 foi realizada no Salão Wayana do J W Marriott Hotel, no Rio de Janeiro, no dia 29 de junho de 2018 e contou com a participação de 80 pessoas, representando 27 instituições.

Na Audiência Pública, manifestaram-se 13 expositores, representantes de empresas, associações e órgãos estaduais e municipais. As apresentações realizadas, assim como o registro dessas manifestações (transcrição e súmula da Audiência) e a lista de presença encontram-se anexadas ao processo em referência (fl. 335 a 359v).

Tais documentos também serão disponibilizadas no endereço eletrônico da ANP na internet.

III – ALTERAÇÕES À MINUTA

As sugestões e comentários recebidos durante o período de Consulta Pública e na Audiência Pública acarretaram aprimoramentos à nova versão da minuta de resolução (anexos II e III), que são apresentados e justificados a seguir.

a) Alteração da redação da Ementa

A alteração proposta busca melhor informar que a redução das alíquotas dos royalties sobre a produção incremental é um incentivo à produção dos campos maduros, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos em conformidade com as diretrizes dadas pela Resolução CNPE nº 17/2017.

Redação anterior:

Regulamenta o procedimento para concessão de incentivo para redução de royalties sobre produção incremental em campos maduros.

[Handwritten signatures]

Nova redação:

Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros.

b) Alteração da redação do *caput* do artigo 1º

A nova redação traz duas melhorias, primeiramente compatibilizá-la com a nova redação da Ementa e adicionalmente esclarecer que a comprovação de benefícios econômicos deve ser observada a todos os entes federados, ou seja, União, Estados e Municípios.

Redação anterior:

Art. 1º Esta resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

Nova redação:

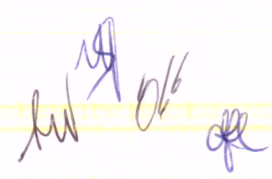
Art. 1º Esta resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

c) Alteração dos incisos I e II do Art. 2º

Durante o período de consulta e audiência públicas, foram recebidas diferentes sugestões quanto ao limite entre campos de pequena e de grande produção, que propuseram a inclusão de limites específicos para o ambiente operacional marítimo, destacando suas características distintas do ambiente terrestre. Algumas ainda diferenciaram os valores limites entre campos de águas rasas e profundas. Tabela 1.

Tabela 1 – Contribuições recebidas na Consulta e Audiência públicas nº 09/2018.

Participante	Limite terra (boe/d)	Limite água rasa (boe/d)	Limite água profunda (boe/d)
Schmidt & Valois	5.000	20.000	20.000
IBP	5.000	15.000	20.000
Tauil & Chequer	5.000	15.000	30.000
Petrobras	Excluir diferenciação		
ABPIP	Excluir diferenciação		
Petrório	5.000	14.000	26.000
Firjan	5.000	15.000	15.000



Apenas a proposta da Petrorio apresentou fundamentação matemática, a partir de valores de diárias de sonda de perfuração em função do seu tipo (terrestre, sonda auto-elevável e navio-sonda).

Neste contexto, foi estudada a possibilidade de se contemplar diferentes limites para campos de pequena e grande produção terrestres e marítimos a partir do conceito de que o porte médio dos campos marítimos apresenta, de fato, grande diferença em relação aos de ambiente terrestre. Além disso, constata-se que os custos médios envolvidos nas operações em mar (perfuração e intervenção em poços, operação de unidades de produção, aplicação de métodos de recuperação melhorada, etc) encontram-se em outro patamar de valores.

Considerando-se adequado o limite de 5.000 boe/d para diferenciar campos terrestres de pequena e grande produção, foi feita análise da produção dos campos brasileiros com objetivo de se identificar o limite mais adequado para se distinguir campos de pequena e grande produção marítimos.

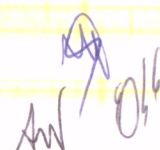
Analizou-se a média de produção em óleo equivalente, no período compreendido entre julho de 2017 e maio de 2018, dos campos de produção em território nacional, desconsiderando-se os meses em que a produção foi nula, e se descartando os campos sem produção alguma no período. A partir desta análise, chegou-se ao valor limite sugerido de 20.000 barris de óleo equivalente por dia para separação entre campos marítimos de pequena e grande produção, conforme justificado a seguir.

A Tabela 2 mostra a diferença, em termos de número de campos classificados como de grande produção, entre o limite sugerido agora e o limite original, para campos marítimos, tanto para os campos elegíveis como maduros quanto para o total de campos, apenas para efeito de visualização, visto que a aferição, nesta resolução, se dará apenas para campos que já atingiram o estágio de maturidade.

Tabela 2 – Quantificação de campos de grande produção, com base na vazão média de produção dos últimos 12 meses.

	Terra	Mar
Campos elegíveis como maduros	197	53
Grande produção (> 5.000 boe/dl)	6 (3,05%)	16 (30,2%)
Grande produção novo (> 20.000 boe/d)		7 (13,2%)
Total de campos	251	80
Grande produção (> 5.000 boe/d)	10 (3,98%)	39 (48,8%)
Grande produção novo (> 20.000 boe/d)		22 (27,5%)

Dos campos hoje classificados como maduros, 9 campos marítimos passariam de campos de grande produção para campos de pequena produção, com o novo limite. Entre o total de campos, a diferença é maior (17), tanto porque há campos que ainda não atingiram a maturidade porém estão considerados, pela definição proposta, como de pequena produção; quanto porque há campos ainda no estágio inicial de



desenvolvimento, ou ainda em Teste de Longa Duração (TLD) por Sistema de Produção Antecipada (SPA).

A Figura 1 mostra a frequência acumulada por vazão de produção dos campos elegíveis como maduros. Todos os campos com vazão média maior que 20.000 boe/d são campos de águas profundas, com unidades de produção flutuantes.

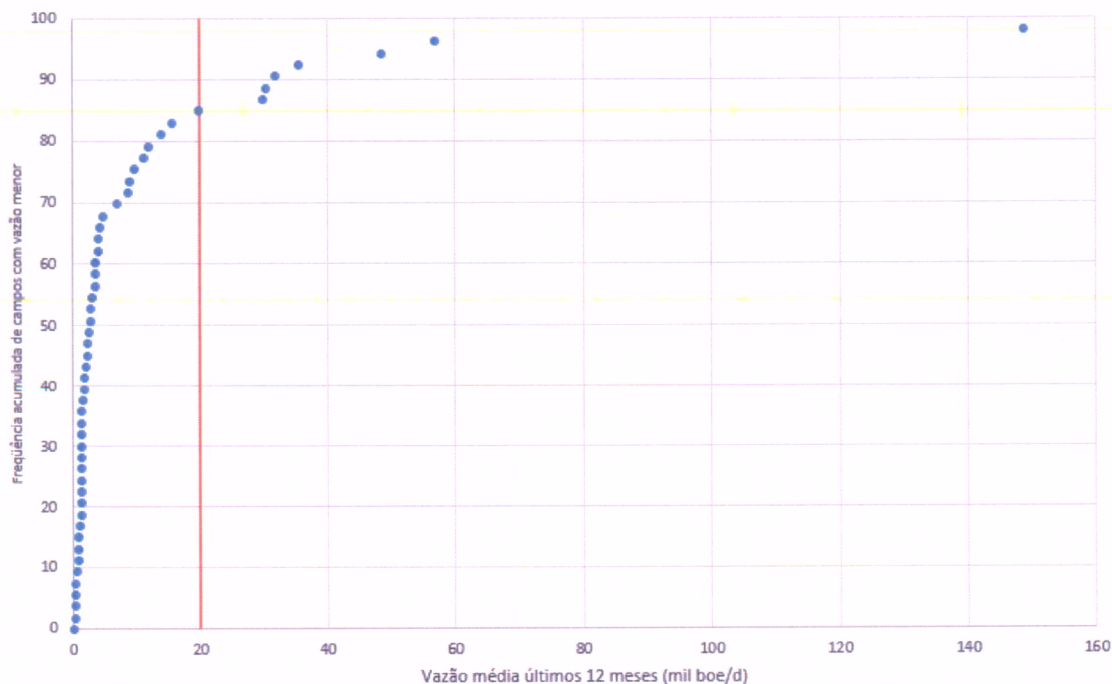


Figura 1 - Frequência acumulada por vazões de produção dos campos elegíveis como maduros pelos critérios propostos na minuta de resolução.

Um aspecto muito importante é que o novo limite abrange quase todos os campos elegíveis hoje como maduros que possuem plataformas fixas e se localizam em sua integralidade em águas rasas (lâmina d'água menor que 400m), além de abranger os campos de águas profundas com menor produção. Apenas um campo, dentre os hoje elegíveis e localiza-se em águas rasas, seria classificado como grande produção. Entre os campos não-elegíveis como maduros, há apenas mais 2 que superariam o limite, sendo classificados, hoje, como de grande produção. Estes 3 campos são campos mais recentes (no máximo 11 anos de produção), sendo que um se enquadraria como maduro pelo critério da reserva. Os demais campos em águas rasas, incluindo todos os que se encontram em produção há mais de 25 anos, estariam enquadrados como de pequena produção.

Em geral, os campos de águas rasas, de acordo com a geologia das bacias brasileiras, possuem jazidas de menor porte, além de já se encontram, em geral, com grau de maturidade mais avançado, consequentemente, com tendência a menores vazões de produção, e, assim, menor valor econômico, sendo que em boa parte dos casos a estrutura de custos e investimentos requeridos é relativamente alta se comparada à produção. A partir dos dados fornecidos pelos operadores no Boletim Anual de Reservas (BAR), o custo operacional médio dos campos de águas rasas é de R\$ 114/boe

[Assinaturas manuais]

produzido, contra R\$ 83,0/boe dos campos de águas profundas, sendo que em geral a escala do campo de águas profundas é maior. Deste modo, justifica-se o enquadramento, privilegiando a inclusão de campos de águas rasas, em que um investimento adicional a princípio teria um retorno menos atrativo.

O limite aqui proposto (20.000 boe/d), além de abranger quase a totalidade dos campos de águas rasas, abrange também os campos de águas profundas de menor porte. Desta forma, atende-se à necessidade de diferenciação entre os ambientes operacionais evitando-se a criação de mais uma diferenciação de faixas no âmbito da resolução, atendendo-se também ao princípio da simplificação regulatória.

Conforme a Figura 2, os campos com maiores custos operacionais por hidrocarboneto produzido localizam-se na faixa até 20.000 boe/d, o que reforça o limite proposto como adequado para separar os campos para os quais o incentivo seria mais premente. Considerando-se apenas o ano de 2018, (BAR 2017), 87% dos campos com custo operacional acima de R\$ 60,00/boe estariam abaixo do limite de 20.000 boe/d.

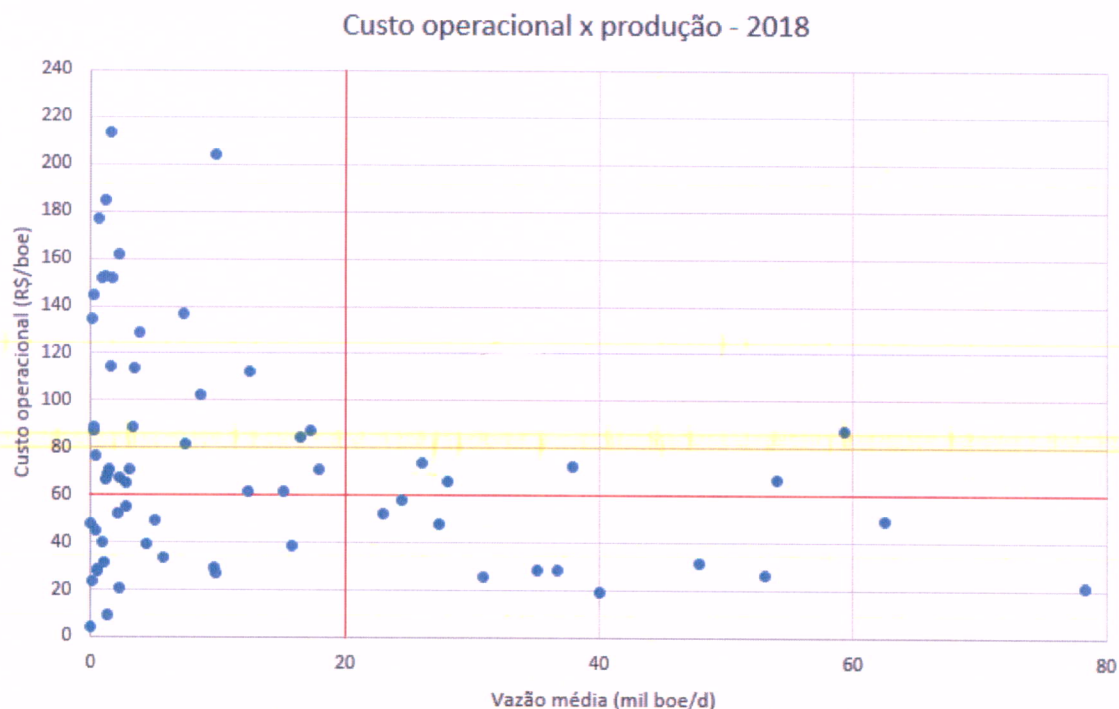
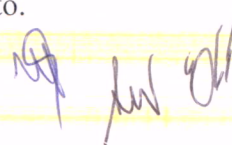


Figura 2 – Custo operacional por produção, em função da vazão média, para o ano de 2018 dos campos com produção até 80 mil boe/d, para melhor visualização.

O valor aqui sugerido, de 20.000 boe/d, além das justificativas técnicas mencionadas acima, consegue capturar as diferenças entre os ambientes, e além disso encontra ressonância nas sugestões recebidas de alteração no limite, conforme Tabela 01. Considera-se, portanto, adequado, pois, além da abrangência mencionada no parágrafo anterior, pode incluir alguns casos de campos, especialmente de águas rasas, que preveem incremento de produção e poderiam, em função do incremento, passar da classificação de pequena para grande produção caso o limite fosse menor, o que não seria justo, incluindo aí o risco assumido quando do investimento.



As novas redações propostas para os incisos também contemplam a especificação da localização das cabeças dos poços, na classificação de um campo como terrestre ou marítimo. Tal especificação visa dirimir dúvidas quanto à classificação de campos localizados em posição limítrofe entre os ambientes terrestre e marítimo.

Inciso I

Redação anterior:

I - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

Nova redação:

I - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja sempre menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja sempre menor ou igual a 20.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

Inciso II

Redação anterior:

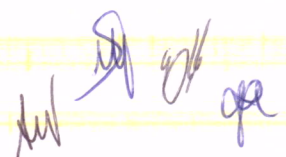
II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

Nova redação:

II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja maior que 20.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

d) Alteração do inciso III do Art. 2º

A inserção do termo “provadas” para qualificar as reservas 1P, tem como objetivo trazer maior precisão ao conceito, beneficiando o entendimento pelos destinatários da norma, além de compatibilizá-la com o disposto na Resolução ANP nº 47/2014.



Redação anterior:

III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas 1P. O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula:

$$\left(\frac{\text{Produção Acumulada (boe)}}{\text{Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)}} \right)$$

Nova redação:

III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula:

$$\left(\frac{\text{Produção Acumulada (boe)}}{\text{Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)}} \right)$$

e) Alteração do § 1º do Art. 3º

A inserção da expressão “mais recente” para especificar o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) visa proporcionar maior clareza aos destinatários da norma:

Redação anterior:

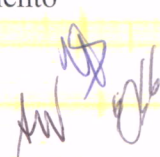
§ 1º A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR).

Nova redação:

§ 1º A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no mais recente Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR).

f) Exclusão do § 2º do Art. 3º

Considerando que o campo deverá se enquadrar no critério de campo maduro, independentemente da expectativa temporal de produção, observa-se que o dispositivo é redundante, não agregando melhorias à proposta de regulamento. Foi inclusive apontado que sua manutenção pode trazer questionamentos quanto ao tratamento equânime desejável.



Redação anterior:

§ 2º Campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos, serão tratados, caso a caso, pela ANP.

g) Alteração do inciso VI do § 1º do Art. 4º

A substituição do termo União por entes federados busca extinguir qualquer dúvida quanto ao fato de que a comprovação de benefícios econômicos deve ser observada a todos os entes federados, União, Estados e Municípios.

Redação anterior:

VI - comprovação do benefício econômico para a União na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.

Nova redação:

VI - comprovação do benefício econômico para os entes federados na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.

h) Exclusão do § 3º do Art. 6º

Como a curva de produção de referência estará definida no Termo Aditivo, torna-se desnecessário o carregamento da produção discriminada por alíquota no Boletim Mensal de Produção, tendo o dispositivo perdido sua função.

Redação anterior:

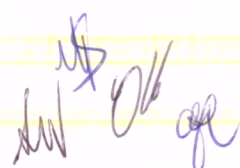
§ 3º O operador deverá apresentar à ANP, no Boletim Mensal da Produção (BMP), a produção segregada por alíquota para cada campo.

i) Alteração do Art. 7º

A nova redação do artigo não altera seu significado, mas lhe atribui maior clareza. A redação, ao prever a necessidade de abertura de processo para a perda do incentivo, infere a observância do contraditório e ampla defesa neste procedimento. Por essa razão, o acatamento dos argumentos apresentados reforça a possibilidade de revisão dos compromissos aprovados.

Redação anterior:

Art. 7º O descumprimento dos compromissos de investimento aprovados no Plano de Desenvolvimento, após análise da ANP, ensejará o início de processo visando a perda do incentivo de redução de royalties.



Nova redação:

Art. 7º O descumprimento dos compromissos de investimento aprovados no Plano de Desenvolvimento, sem adequada justificativa técnico-econômica pelo Operador, após análise da ANP, ensejará o início de processo visando a perda do incentivo de redução de royalties.

j) Alteração da alínea “a” do inciso II do Art. 8º

A alteração proposta, com a inclusão da expressão “vigentes no momento da solicitação de redução de royalties” ao final da alínea, tem o intuito de esclarecer que os investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas no momento da solicitação de redução de royalties, não fazem parte do escopo desta Resolução e consequentemente, estão incluídos no cálculo da curva de produção de referência.

Conforme o inciso XII do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, as atividades assumidas após o pleito de redução não entram no cálculo da Curva de Produção de Referência, uma vez que fazem parte da produção incremental a ser beneficiada pelo incentivo proposto nesta Minuta.

Redação anterior:

a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR).

Nova redação:

a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) vigentes no momento da solicitação de redução de royalties.

k) Alteração do caput do Art. 10

Com a alteração proposta, considerando que se busca dar maior incentivo, na forma de uma menor alíquota de royalties, com o aumento da produção incremental, a redação adequa-se melhor ao termo “alíquotas regressivas”.

Redação anterior:

Art. 10 Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas progressivas correspondentes a

10/06/2018
ANP

5% (cinco por cento) e 7,5% (sete e meio por cento), conforme o percentual de incremento alcançado.

Nova redação:

Art. 10 Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas regressivas correspondentes a 7,5% (sete e meio por cento) e 5% (cinco por cento), conforme o percentual de incremento alcançado.

I) Alteração do Art. 11

Alteração para aperfeiçoamento da redação, uma vez que o instrumento adequado para informar a segregação da produção por alíquota de royalties é o Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY), enquanto ao BMP cabe informar, de maneira consolidada, os volumes produzidos.

Redação anterior:

Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportados no Boletim Mensal de Produção.

Nova redação:

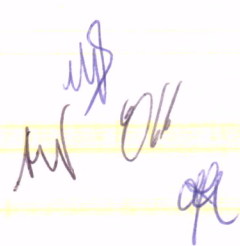
Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportados no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY).

IV – QUANTO AO LIMITE PARA ALÍQUOTAS DE REDUÇÃO DE ROYALTIES

A proposta de Resolução submetida à Consulta e Audiência Públicas traz os seguintes dispositivos relativos ao limite para alíquotas de redução de royalties, nos §§ 1º e 2º do Art. 10.

Redação proposta:

§1º A parcela da produção incremental superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento).



§2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento).

Ressalta-se, inicialmente, que a distinção na alíquota sobre o incremento ocorre apenas para campos de grande produção. Considera-se que estes campos, de forma geral, apresentam lucratividade com maior ordem de grandeza, de modo que podem suportar uma redução de royalties menor para incentivar a realização de investimentos adicionais. Campos de pequena produção, caso façam jus ao incentivo, terão a alíquota de 5% sobre o total da produção incremental.

Algumas contribuições colhidas no processo de consulta e audiência públicas sugeriram que o limite sobre a produção incremental a partir do qual haveria a alteração da alíquota, para campos de grande produção, fosse reduzido para 30% ou 20%, sob a alegação de que seria impraticável atingir um incremento de 50% sobre a curva de referência. No entanto, não apresentaram maior aprofundamento técnico na justificativa.

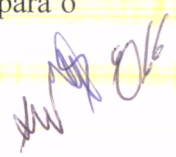
Verifica-se, contudo, que, mesmo em campos considerados de grande produção, pelos critérios aqui estabelecidos, é possível se atingir um incremento de 50%, conforme exemplificado na sequência, de modo que se conclui pela manutenção deste percentual.

Além disso, com a inclusão de limites distintos para campos de pequena e de grande produção marítimos e terrestres, menos campos se enquadrarão nesta situação.

A seguir, são mostrados casos de campos terrestres que pela definição proposta estariam classificados como de grande produção, em que se verificou, por meio de desenvolvimento complementar, incremento de produção bastante significativo, em termos percentuais. À época do desenvolvimento complementar, estes campos já estavam em produção há no mínimo 25 anos, o que mostra que é possível atingir incremento expressivo de produção mesmo em campos de grande porte. Pode haver situações em que realmente isso não é possível, pelo fato de já ter havido investimentos suficientes para que o campo tivesse seu desenvolvimento mais próximo do ideal, porém não é o que ocorre em geral.

As Figuras 3, 4 e 5 mostram o histórico de produção de óleo dos campos de Estreito, Araçás e Carmópolis, respectivamente. Sobre o histórico de produção, é realizado um ajuste considerando a produção prévia à implantação de projetos de desenvolvimento complementar que promoveram incremento significativo na produção do campo. Ressalta-se que tal ajuste foi apenas um exercício para o que se quer demonstrar, sem aplicação dos critérios a serem estabelecidos pela Resolução em um caso real de solicitação de redução de royalties, e considerando apenas a curva de produção do óleo. Pretendeu-se, assim, comparar a produção real ao que seria um valor esperado sem os investimentos adicionais, apenas em termos de ordem de grandeza.

Pela análise dos valores de entrada dos gráficos, o incremento de produção mensal médio sobre a curva ajustada, a partir do início dos efeitos do desenvolvimento complementar até os dias de hoje, foi de 156% para o campo de Estreito, 54,4% para o



campo de Araçás, e 57,2% para o campo de Carmópolis, com valores máximos mensais de 307%, 126% e 100%, respectivamente.

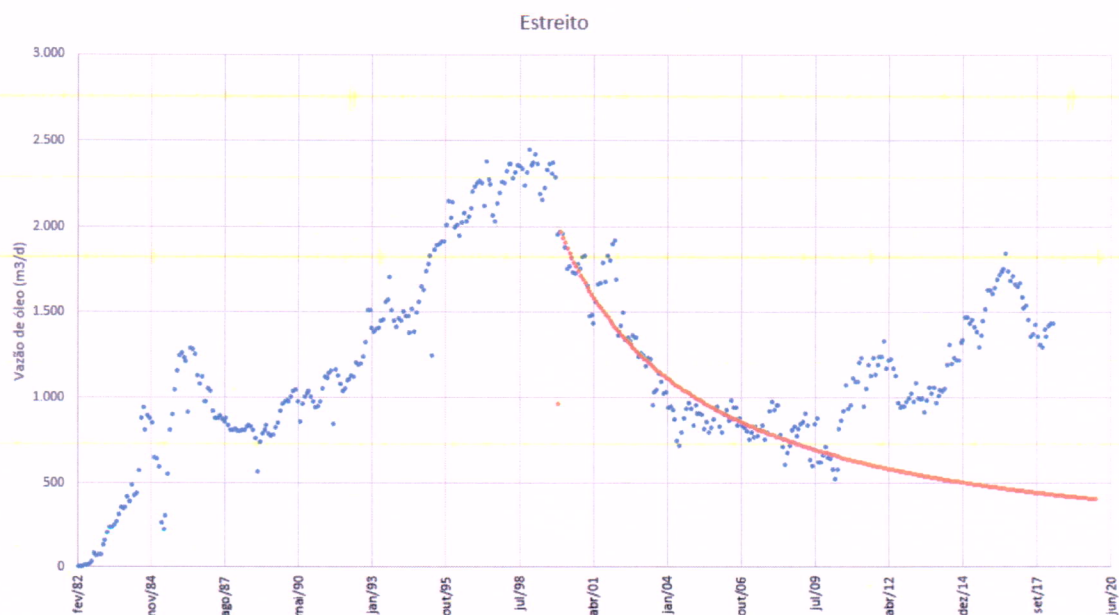


Figura 3 – Histórico de produção de óleo do campo de Estreito (pontos azuis), com previsão de declínio (linha laranja) comparada ao incremento trazido por desenvolvimento complementar.

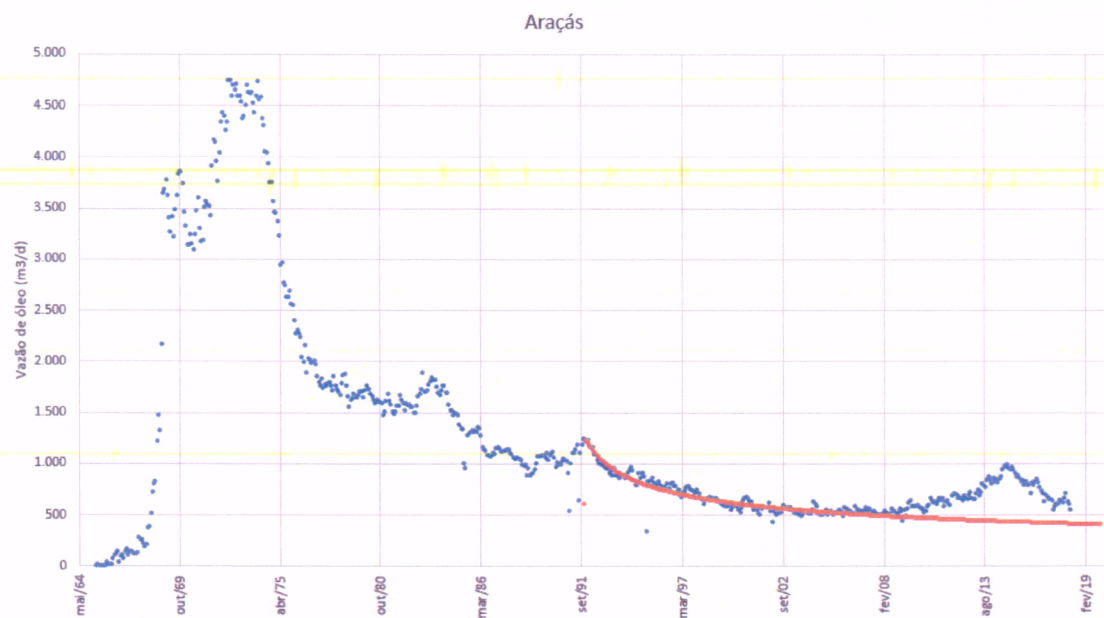


Figura 4 – Histórico de produção de óleo do campo de Araçás (pontos azuis), com previsão de declínio (linha laranja) comparada ao incremento trazido por desenvolvimento complementar.

[Assinaturas manuscritas]

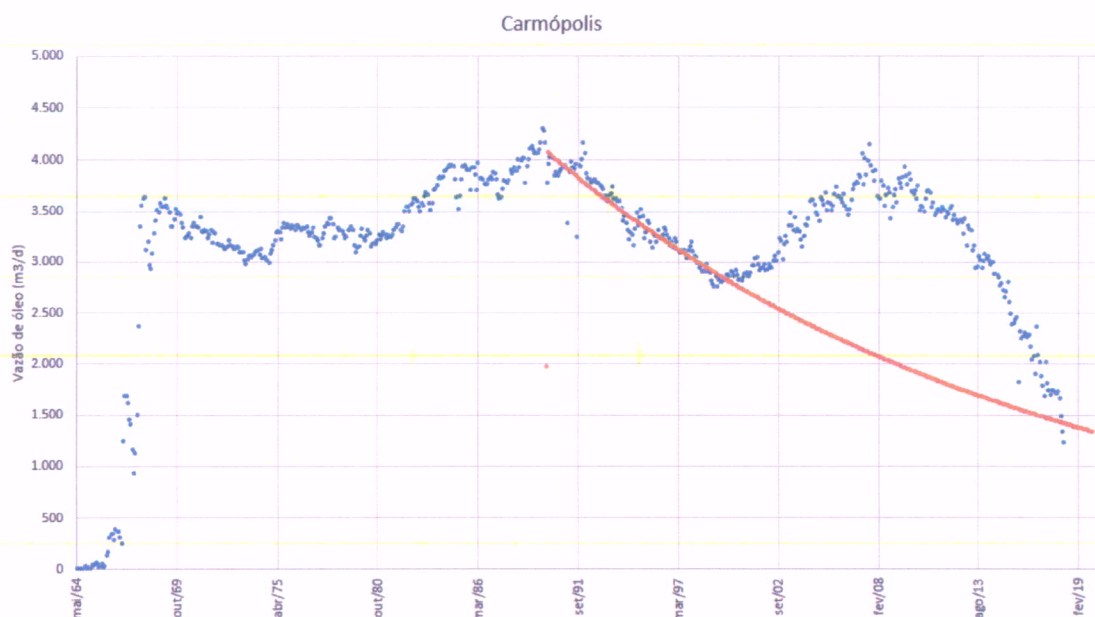


Figura 5 – Histórico de produção de óleo do campo de Carmópolis (pontos azuis), com previsão de declínio (linha laranja) comparada ao incremento trazido por desenvolvimento complementar.

Para campos marítimos, a utilização de exemplos históricos é mais difícil, pois não houve no Brasil, em um campo de grande produção, um projeto específico de revitalização em grande escala. No entanto, podem ser utilizados alguns dados de projetos apresentados em revisões de Planos de Desenvolvimento.

As Figuras 06, 07 e 08 exibem o histórico de produção, uma curva de declínio ajustada, e os valores de produção média diária prevista para cada ano conforme tais PDs. Percebe-se que, pela previsão de produção, seria possível, com novos projetos, alcançar incremento de produção considerável.

Ressalta-se novamente que a curva de declínio ajustada é apenas um exercício para o que se quer demonstrar, sem atender aos critérios a serem estabelecidos pela Resolução em um caso real de solicitação de redução de royalties, e considera apenas a curva de produção do óleo, para comparar a produção real prevista ao que seria um valor esperado sem os investimentos adicionais, apenas em termos de ordem de grandeza.

O incremento máximo alcançado, em relação à curva de declínio adotada, seria de 131% para o campo A (Figura 6), 109% para o campo B (Figura 7) e 70,4% para o campo C (Figura 8), com médias de incremento, durante o período em que ele ocorre, de 42,6%, 44,7 e 38,7%, respectivamente.

Assinaturas manuscritas

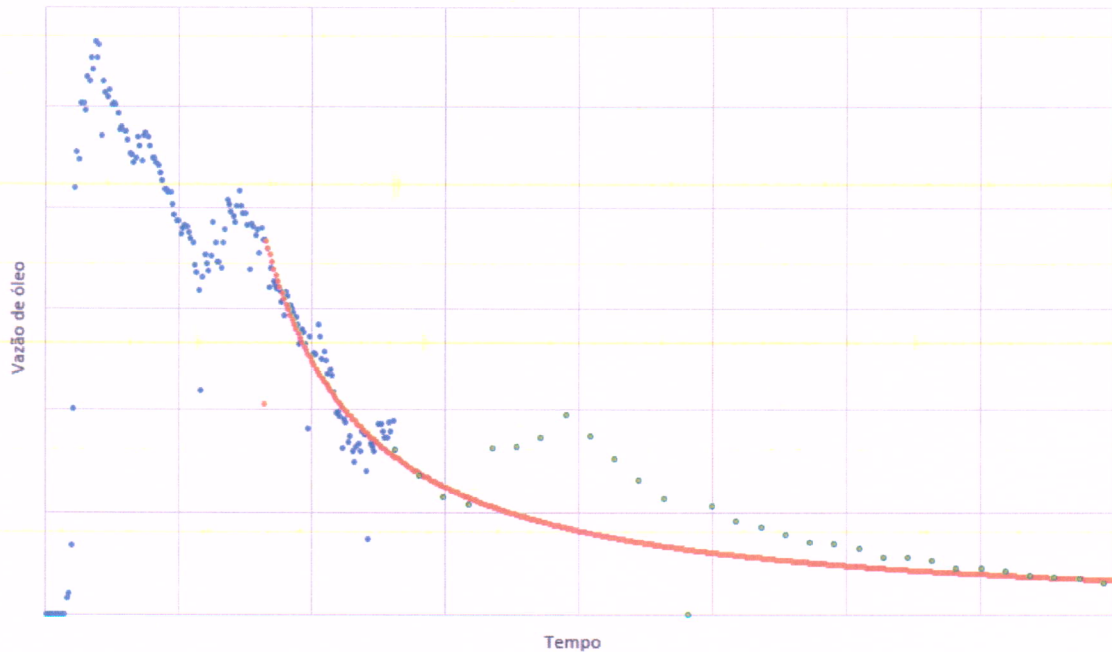


Figura 6 - Histórico de produção de óleo do campo A (pontos azuis), com previsão de declínio (linha laranja) comparada a previsão de incremento trazido por desenvolvimento complementar (pontos verdes).

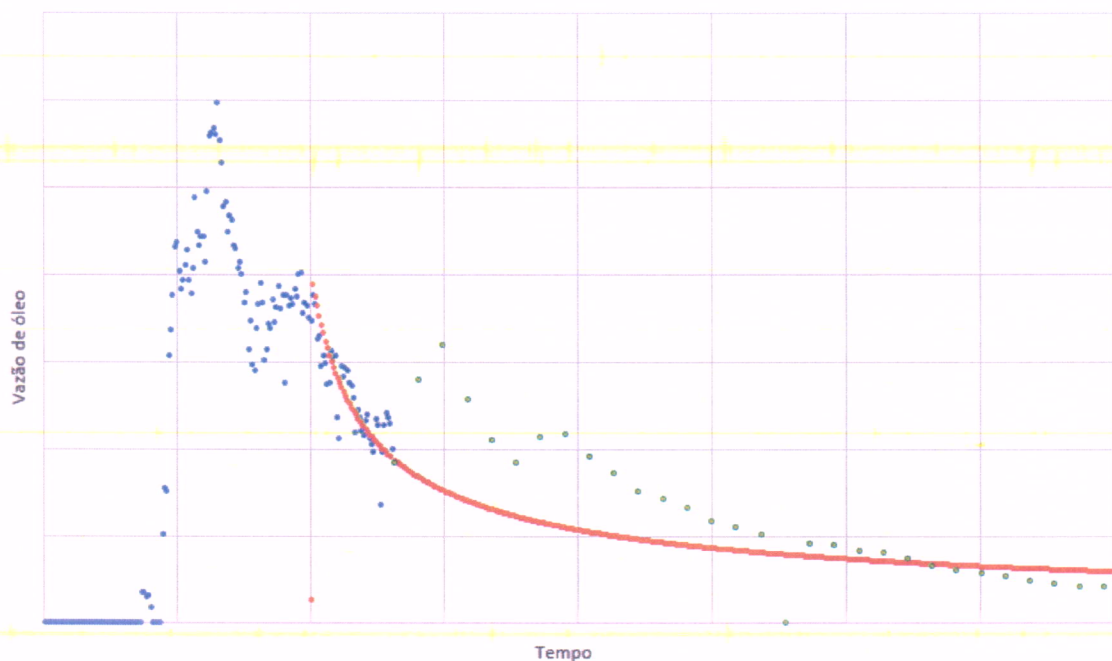


Figura 7 - Histórico de produção de óleo do campo B (pontos azuis), com previsão de declínio (linha laranja) comparada a previsão de incremento trazido por desenvolvimento complementar (pontos verdes).

Handwritten signature

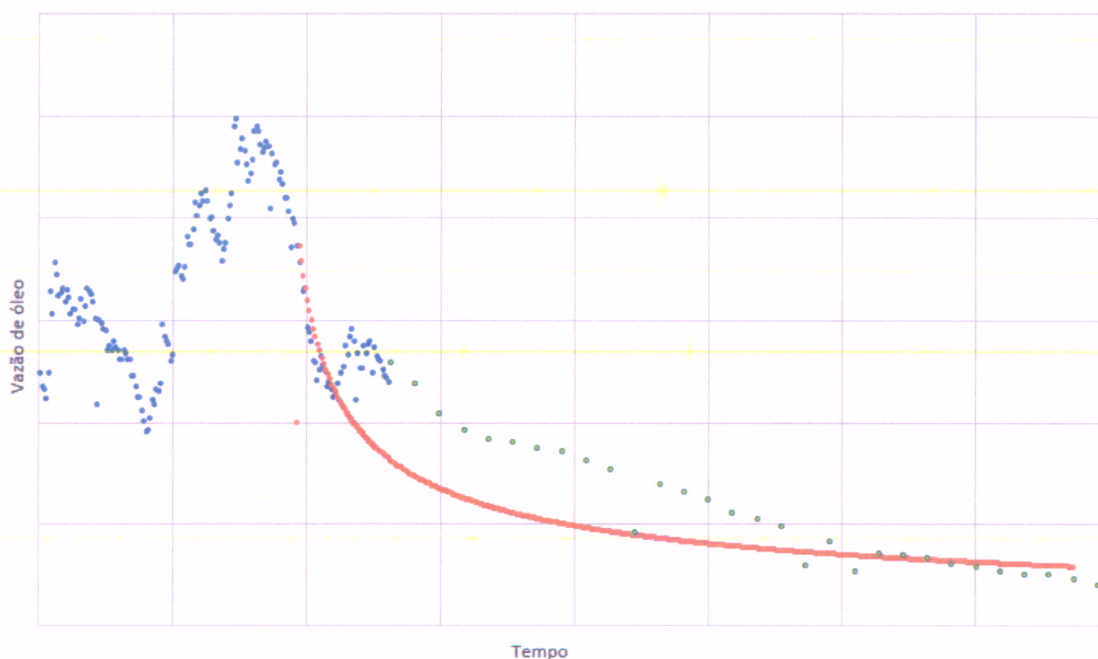


Figura 8 - Histórico de produção de óleo do campo C (pontos azuis), com previsão de declínio (linha laranja) comparada a previsão de incremento trazido por desenvolvimento complementar (pontos verdes).

Outro exercício foi feito com base em poços que iniciaram produção desde o ano de 2015, nos maiores campos da Bacia de Campos. Alguns deles já elegíveis como campo maduros e os demais já em estágio avançado de desenvolvimento, e que passarão a ser elegíveis em no máximo 6 anos pelo critério do tempo de produção (pelo critério da reserva, isso ocorrerá antes).

A Tabela 03 apresenta a vazão inicial média, em óleo equivalente, considerando todos os poços mencionados acima, e exibe quantos poços com esta vazão média seriam necessários para promover um incremento de 50% na produção do campo, considerando a vazão média dos últimos 12 meses de cada um.

Tabela 3 – Vazões iniciais médias de poços que entraram em produção a partir de 2015.

Campo	Vazão inicial média (boe/d)	Poços novos para incremento de 50%
Albacora	5.971,83	4
Albacora Leste	8.915,06	3
Barracuda	3.402,84	8
Marlim	5.940,25	13
Marlim Leste	11.641,24	3
Marlim Sul	12.707,79	7
Roncador	14.254,90	10

Handwritten signatures and initials.

Estes números não são uma regra geral, prestando meramente para efeitos de ilustração de algumas situações. Para cada projeto, as condições de reservatórios são diferentes, em termos de influência de poços já perfurados e condições atuais de pressão e saturações, que devem ser levadas em conta. Também pode haver diferença entre poços perfurados em uma acumulação ainda não explorada, ou em alguma compartimentação do reservatório com pressão original, ou como adensamento de malha em reservatório já explorado. De qualquer forma, considera-se o exercício válido, e a conclusão é de que o número de poços não é inviável, dentro de um projeto de desenvolvimento complementar.

Além disso, outros projetos, de recuperação melhorada, recompletação, melhoria de eficiência operacional, devem ser aplicados, conforme cada campo, contribuindo para o aumento da produção e, conseqüentemente, da incremental.

Para campos com produção muito grande, ou, conforme exposto acima, em que já houve investimentos suficientes para que o campo tivesse seu desenvolvimento mais próximo da perfeição, de fato é mais difícil promover um incremento da ordem de 50% na produção.

No entanto, considera-se que poucos campos estarão nesta situação ao atingirem a elegibilidade como campos maduros. Considera-se, então, que não seria adequado na resolução cobrir estas situações. Tais campos, em última instância, farão jus ao incentivo de redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental ao valor de 7,5%.

Com base nos argumentos acima apresentados entende-se que o limite de 50% sobre a produção de referência a partir do qual poderá ser concedida redução de royalties de 5% para campos de grande produção é adequado e deve ser mantido na Resolução.

V – CONCLUSÃO

Do exposto, considerando que:

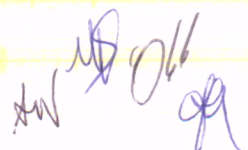
Esta minuta de Resolução atende à diretriz emanada pelo CNPE em sua Resolução nº 17/2017, artigo 3º, “XII”;

Foi realizada discussão prévia sobre a proposta de resolução com as operadoras, formalizada em reunião realizada no Instituto Brasileiro do Petróleo – IBP em maio/2018;

Foram realizadas Consulta e Audiência Públicas por meio das quais os agentes econômicos e a sociedade afetados apresentaram sugestões resultando em aprimoramentos à proposta de Resolução;

Foram avaliadas todas as sugestões recebidas no período de Consulta Pública, e na Audiência Pública, (Anexo I);

A minuta de Resolução aqui proposta atende às disposições normativas

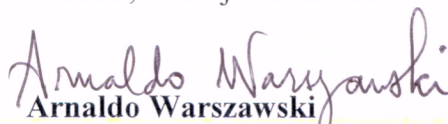


regulatórias, bem como harmoniza-se aos contratos de exploração e produção vigentes;

Recomendamos que a presente minuta de Resolução, que estabelece os procedimentos para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros, seja submetida à apreciação da Diretoria Colegiada, após a necessária avaliação da consultoria jurídica por meio da Procuradoria Geral Federal junto à ANP, com a proposição de se publicar a norma.

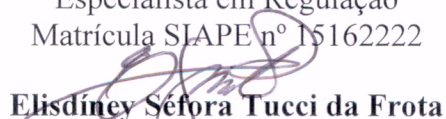
Esta é a Nota.

Rio de Janeiro, 20 de julho de 2018



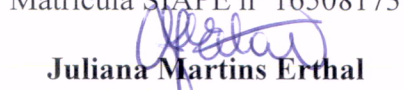
Arnaldo Warszawski

Especialista em Regulação
Matrícula SIAPE nº 15162222



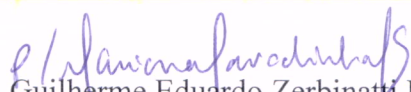
Elisdiney Sefora Tucci da Frota

Coordenadora de Regulação
Matrícula SIAPE nº 16508173



Juliana Martins Erthal
Especialista em Regulação
Matrícula SIAPE nº 20675070

De acordo.



Guilherme Eduardo Zerbinatti Papaterra
Superintendente de Desenvolvimento e Produção

Anexos:

- I) Minuta revisada de Resolução que regulamenta a redução de royalties sobre a produção incremental em campos maduros.
- II) Minuta revisada de Resolução que regulamenta a redução de royalties sobre a produção incremental em campos maduros comentada.

Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros.

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 6º do Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e pelo art. 7º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo n.º XXXXX.XXXXXX/XXXX-XX e as deliberações tomadas na XXª Reunião de Diretoria, realizada em xx de xxxxxxxx de 2018, RESOLVE:

CAPÍTULO I

DO OBJETO

Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

Parágrafo único. Esta Resolução é aplicável a todos os contratos de concessão.

CAPÍTULO II

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins previstos nesta Resolução consideram-se, além das definições contidas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na Resolução ANP nº 25, de 8 de julho de 2013, na Resolução ANP nº 47, de 3 de setembro de 2014, na Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015 e nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, as seguintes definições:

I - - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja sempre menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja sempre menor ou igual a 20.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja maior que 20.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula:

$$\left(\frac{\text{Produção Acumulada (boe)}}{\text{Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)}} \right)$$

IV - curva de produção de referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2705, de 3 de agosto de 1998, e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo, o cumprimento das obrigações de trabalho e investimento assumidas por meio dos planos e programas aprovados pela ANP, e o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR); e

V - produção incremental: diferença positiva entre os volumes de petróleo e gás natural efetivamente produzidos em determinado mês e os volumes de produção mensal previstos para este mês correspondente à previsão calculada segundo a curva de produção de referência do campo.

CAPÍTULO III

DAS SOLICITAÇÕES E PROCEDIMENTOS

Art. 3º Somente os campos maduros serão elegíveis para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental.

§ 1º A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no mais recente Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR).

Art. 4º A solicitação de redução de royalties sobre a produção incremental deverá ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento.

§1º A revisão do Plano de Desenvolvimento deverá contemplar o seguinte conteúdo, não exaustivo:

I - descrição dos projetos que sustentem a previsão de produção incremental;

II - cronograma detalhado de atividades e investimentos;

III - estimativa detalhada dos investimentos e do custo operacional;

IV - estimativa dos volumes recuperáveis e projeções de produção de petróleo e de gás natural associadas aos projetos;

V - fluxo de caixa detalhado com as atividades e investimentos considerando a produção incremental de petróleo e gás natural; e

VI - comprovação do benefício econômico para os entes federados na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.

Art. 5º A solicitação para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental será submetida à aprovação da ANP que a analisará com a respectiva revisão do Plano de Desenvolvimento no prazo de até cento e oitenta dias contados a partir da data de solicitação.

Parágrafo único. Serão observados os mesmos procedimentos relativos aos prazos praticados no âmbito da análise de Planos de Desenvolvimento.

Art. 6º Após aprovada a solicitação prevista no artigo 5º e o respectivo Plano de Desenvolvimento, os contratos de concessão referentes ao campo objeto da solicitação deverão ser alterados por meio de termo aditivo, que deverá informar a curva de produção de referência e as alíquotas de royalties concedidas.

§ 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista no Plano de Desenvolvimento.

§ 2º A redução de royalties somente será aplicada sobre a produção incremental efetivamente realizada.

§ 3º O operador deverá apresentar à ANP, no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY), os royalties segregados por alíquota para cada campo.

Art. 7º O descumprimento dos compromissos de investimento aprovados no Plano de Desenvolvimento, sem adequada justificativa técnico-econômica pelo Operador, após análise da ANP, ensejará o início de processo visando a perda do incentivo de redução de royalties.

CAPÍTULO IV

DOS CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DA CURVA DE PRODUÇÃO DE REFERÊNCIA

Art. 8º O cálculo para determinação da curva de produção de referência do campo, será realizado levando-se em consideração:

I - o declínio histórico do campo, obtido pela equação " $q_t = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b}$ ", onde:

- a) " q_t " é a vazão estimada;
- b) " q_i " é a vazão inicial de referência;
- c) " D_i " é a taxa de declínio;
- d) " t " é o tempo; e
- e) " b " é o expoente de declínio, que pode variar de 0 a 1 a depender do comportamento de produção do campo.

II - os eventuais ajustes no declínio histórico do campo, decorrentes de:

a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) vigentes no momento da solicitação de redução de royalties.

b) queda histórica de performance da produção do campo em função de interrupção ou restrição da produção por questões operacionais ou administrativas de responsabilidade da operadora; ou

c) Acordos de Individualização da Produção (AIPs) e Compromissos de Individualização da Produção (CIPs).

§ 1º Observada a interrupção total da produção do campo por período superior a noventa dias durante o período de concessão do incentivo de redução da alíquota dos royalties, os valores que compõem a curva de produção de referência serão trasladados pelo período de tempo correspondente à interrupção observada.

§ 2º A curva de produção de referência poderá ser reavaliada, à critério da ANP, em razão de:

- a) descoberta de um novo reservatório produtor, existência de reservatório pendente de avaliação ou reservatório com variação significativa na reserva 1P, que alterem os critérios descritos no artigo 3º; ou
- b) aprovação de Acordos de Individualização da Produção (AIPs), Compromissos de Individualização da Produção (CIPs) e respectivas redeterminações.

CAPÍTULO V

DOS CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DAS ALÍQUOTAS DE REDUÇÃO DE ROYALTIES

Art. 9º Os campos maduros de pequena produção terão os royalties calculados à alíquota de 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental.

Art. 10 Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas regressivas correspondentes a 7,5% (sete e meio por cento) e 5% (cinco por cento), conforme o percentual de incremento alcançado.

§1º A parcela da produção incremental superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento).

§2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento).

Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportados no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY).

CAPÍTULO VI DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 12 Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DÉCIO FABRÍCIO ODDONE DA COSTA
DIRETOR-GERAL

Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros.

Redação mais adequada para informar que a redução das alíquotas dos royalties sobre a produção incremental é um incentivo à produção dos campos maduros, aumentando sua vida útil

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 6º do Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e pelo art. 7º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo n.º XXXXX.XXXXXX/XXXX-XX e as deliberações tomadas na XXª Reunião de Diretoria, realizada em xx de xxxxxx de 2018, RESOLVE:

CAPÍTULO I

DO OBJETO

Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

Nova redação considera, explicitamente, que a comprovação de benefícios econômicos deve ser observada a todos os entes federados e a compatibiliza com a nova redação proposta para a Ementa.

Parágrafo único. Esta Resolução é aplicável a todos os contratos de concessão.

CAPÍTULO II

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins previstos nesta Resolução consideram-se, além das definições contidas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na Resolução ANP nº 25, de 8 de julho de 2013, na Resolução ANP nº 47, de 3 de setembro de 2014, na Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015 e nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, as seguintes definições:

I - - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja sempre menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja sempre menor ou igual a 20.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com cabeças de poços localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja maior que 20.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;

Incluída subdivisão distinta entre campos de pequena e de grande produção para ambiente terrestre e marítimo, considerando as diferentes realidades operacionais e consequentemente de custos de cada ambiente. Para detalhes ver Nota Técnica 080/2018/SDP.

III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula:

$$\left(\frac{\text{Produção Acumulada (boe)}}{\text{Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)}} \right)$$

Incluído o termo “provadas” para qualificar as reservas 1P buscando-se maior clareza e coerência com os termos da Resolução ANP nº 47/2014.

IV - curva de produção de referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2705, de 3 de agosto de 1998, e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo, o cumprimento das obrigações de trabalho e investimento assumidas por meio dos planos e programas aprovados pela ANP, e o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR); e

V - produção incremental: diferença positiva entre os volumes de petróleo e gás natural efetivamente produzidos em determinado mês e os volumes de produção mensal previstos para este mês correspondente à previsão calculada segundo a curva de produção de referência do campo.

CAPÍTULO III

DAS SOLICITAÇÕES E PROCEDIMENTOS

Art. 3º Somente os campos maduros serão elegíveis para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental.

§ 1º A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no mais recente Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR).

A inserção da expressão “mais recente” para especificar o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) visa proporcionar maior clareza aos usuários da norma.

~~§ 2º Campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos, serão tratados, caso a caso, pela ANP.~~

Dispositivo excluído. Considerando que o campo deverá se enquadrar no critério de campo maduro, independentemente da expectativa temporal de produção, observa-se que o dispositivo é redundante, não agregando melhorias à proposta de regulamento. Foi inclusive apontado que sua manutenção pode trazer questionamentos quanto ao tratamento equânime desejável.

Art. 4º A solicitação de redução de royalties sobre a produção incremental deverá ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento.

§1º A revisão do Plano de Desenvolvimento deverá contemplar o seguinte conteúdo, não exaustivo:

I - descrição dos projetos que sustentem a previsão de produção incremental;

II - cronograma detalhado de atividades e investimentos;

III - estimativa detalhada dos investimentos e do custo operacional;

IV - estimativa dos volumes recuperáveis e projeções de produção de petróleo e de gás natural associadas aos projetos;

V - fluxo de caixa detalhado com as atividades e investimentos considerando a produção incremental de petróleo e gás natural; e

VI - comprovação do benefício econômico para os entes federados na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.

A substituição do termo União por entes federados busca deixar claro que a comprovação de benefícios econômicos deve ser observada a todos os entes federados, União, Estados e Municípios.

Art. 5º A solicitação para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental será submetida à aprovação da ANP que a analisará com a respectiva revisão do Plano de Desenvolvimento no prazo de até cento e oitenta dias contados a partir da data de solicitação.

Parágrafo único. Serão observados os mesmos procedimentos relativos aos prazos praticados no âmbito da análise de Planos de Desenvolvimento.

Art. 6º Após aprovada a solicitação prevista no artigo 5º e o respectivo Plano de Desenvolvimento, os contratos de concessão referentes ao campo objeto da solicitação deverão ser alterados por meio de termo aditivo, que deverá informar a curva de produção de referência e as alíquotas de royalties concedidas.

§ 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista no Plano de Desenvolvimento.

§ 2º A redução de royalties somente será aplicada sobre a produção incremental efetivamente realizada.

~~§ 3º O operador deverá apresentar à ANP, no Boletim Mensal da Produção (BMP), a produção segregada por alíquota para cada campo.~~

Dispositivo excluído. Como a curva de produção de referência estará definida no Termo Aditivo, torna-se desnecessário o carregamento da produção discriminada por alíquota no Boletim Mensal de Produção, tendo o dispositivo perdido sua função.

§ 3º O operador deverá apresentar à ANP, no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY), os royalties segregados por alíquota para cada campo.

Art. 7º O descumprimento dos compromissos de investimento aprovados no Plano de Desenvolvimento, sem adequada justificativa técnico-econômica pelo Operador, após análise da ANP, ensejará o início de processo visando a perda do incentivo de redução de royalties.

A nova redação do artigo não altera seu significado, mas contribui todavia, para maior clareza. A redação já prevê o contraditório e ampla defesa, possibilitando acatar os argumentos apresentados de modo a justificar revisão dos compromissos aprovados.

CAPÍTULO IV

DOS CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DA CURVA DE PRODUÇÃO DE REFERÊNCIA

Art. 8º O cálculo para determinação da curva de produção de referência do campo, será realizado levando-se em consideração:

I - o declínio histórico do campo, obtido pela equação " $q_t = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b}$ ", onde:

a) " q_t " é a vazão estimada;

b) " q_i " é a vazão inicial de referência;

c) “ D_i ” é a taxa de declínio;

d) “ t ” é o tempo; e

e) “ b ” é o expoente de declínio, que pode variar de 0 a 1 a depender do comportamento de produção do campo.

II - os eventuais ajustes no declínio histórico do campo, decorrentes de:

a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) vigentes no momento da solicitação de redução de royalties.

A alteração visa esclarecer que os investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas no momento da solicitação de redução de royalties, não fazem parte do escopo desta Resolução e consequentemente, estão incluídos no cálculo da curva de produção de referência.

b) queda histórica de performance da produção do campo em função de interrupção ou restrição da produção por questões operacionais ou administrativas de responsabilidade da operadora; ou

c) Acordos de Individualização da Produção (AIPs) e Compromissos de Individualização da Produção (CIPs).

§ 1º Observada a interrupção total da produção do campo por período superior a noventa dias durante o período de concessão do incentivo de redução da alíquota dos royalties, os valores que compõem a curva de produção de referência serão trasladados pelo período de tempo correspondente à interrupção observada.

§ 2º A curva de produção de referência poderá ser reavaliada, à critério da ANP, em razão de:

a) descoberta de um novo reservatório produtor, existência de reservatório pendente de avaliação ou reservatório com variação significativa na reserva 1P, que alterem os critérios descritos no artigo 3º; ou

b) aprovação de Acordos de Individualização da Produção (AIPs), Compromissos de Individualização da Produção (CIPs) e respectivas redeterminações.

CAPÍTULO V

DOS CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DAS ALÍQUOTAS DE REDUÇÃO DE ROYALTIES

Art. 9º Os campos maduros de pequena produção terão os royalties calculados à alíquota de 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental.

Art. 10 Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas regressivas correspondentes a 7,5% (sete e meio por cento) e 5% (cinco por cento), conforme o percentual de incremento alcançado.

Considerando que se busca dar maior incentivo na forma de uma menor alíquota de royalties com o aumento da produção incremental, mais adequado referir-se a “alíquotas regressivas”.

§1º A parcela da produção incremental superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento).

§2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento).

Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportados no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY).

O instrumento adequado para informar a segregação da produção por alíquota de royalties é o Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY). O BMP informa, de maneira consolidada, os volumes produzidos.

CAPÍTULO VI DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 12 Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DÉCIO FABRÍCIO ODDONE DA COSTA
DIRETOR-GERAL

CONFIDENCIAL