

A RESOLUÇÃO Nº 749/2018 DA ANP E A EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL DOS CAMPOS MADUROS: UMA ANÁLISE JURÍDICA

ANP RESOLUTION No 749/2018 AND THE EXTENSION OF THE USEFUL LIFE OF MATURE FIELDS: A LEGAL REVIEW

Vitor Rodrigues Fontoura | vitorrodriguesfontoura@gmail.com



Resumo

O presente trabalho tem como objetivo analisar a resolução nº 749/2018, publicada pela ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - de acordo com a lei nº 9.478, para verificar seus principais aspectos legais e econômicos e suas prováveis consequências para o setor petrolífero brasileiro, especialmente nas cidades mais afetadas pela queda de produtividade. Para isso, o presente artigo analisa a função fomentadora do Estado no moderno direito público brasileiro, assim como as principais questões jurídicas envolvendo a nova resolução, considerando também todas as discussões realizadas antes da edição da normativa

Palavras-chave

campos maduros; resolução no 749/2018; agência nacional do petróleo; gás natural e biocombustíveis; fator de recuperação; royalties e fomento estatal.

Abstract

The present academic work seeks to analyze the resolution No 749/2018 published by the ANP - National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels - and according to the Law No 9.478, in order to verify its legal and economic aspects and the likely consequences for the Brazilian oil sector, especially in the cities most affected by the fall in productivity. For such purpose, the present article analyzes the fomentation function of the State in the modern Brazilian Public Law, as well as the main legal issues surrounding the new resolution, considering all the discussions held prior to the publication of the normative.

Keywords

mature fields; resolution no 749/2018; national agency of petroleum; natural gas and biofuels; recovery factor; royalties and fomentation.

Submetido: 07/01/2019 | Aceito: 22/01/2019

Introdução: A crise das bacias Pós-Sal e a Resolução N° 749/2018 da ANP

No dia 12 de setembro de 2018, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, após importantes debates e audiência pública com representantes de diversos setores da indústria petrolífera brasileira e da sociedade civil, publicou a importante Resolução N° 749/2018.¹ Através da normativa, e em observância à lei 9.478/97 (doravante “Lei do Petróleo”), a ANP finalmente regulamenta o procedimento para a concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros, já prevista na legislação setorial desde 1997.²

Sob a ótica do moderno Direito Administrativo, a presente resolução cristaliza a atividade de fomento Estatal, com o intento de estimular o desenvolvimento de setor específico da economia nacional: a produção de Petróleo em Campos Maduros, e os consequentes ganhos sociais daí advindos. Coube ao Estado, em face da vertiginosa queda de produtividade de diversas bacias nacionais de exploração de petróleo nos últimos anos, causada tanto pelo esgotamento gradual de óleo nas bacias quanto pela crise econômica que assolou o país, buscar meios de diminuir os impactos negativos sobre os entes que tinham, e, em grande parte, ainda tem, na produção de petróleo no pós-sal a maior fonte de arrecadação.³

Observa-se também que, desde o início do desenvolvimento dos campos de Pré-sal, a distribuição de Royalties no Estado do Rio de Janeiro vem se alterando de forma gradual, em benefício de municípios que se encontram geograficamente mais ao Sul, como Niterói e Maricá. Nesse cenário, a Bacia de Campos, por exemplo, que outrora foi a principal produtora de petróleo no País, experimenta um declínio de cerca de 30% ao ano no desenvolvimento de seus projetos, gerando impactos de grande vulto para os municípios que historicamente têm a sua arrecadação atrelada aos royalties provenientes dessa bacia, como Cabo-Frio, Macaé, Rio das Ostras e Campos dos Goytacazes.⁴ Corrigir essa distorção, reduzindo os seus impactos é, sem dúvida, papel da Administração Pública.

O Estado, através da ANP, possuía desde 1997, com o advento da Lei do Petróleo, a prerrogativa de reduzir o valor dos royalties de 10% para, até, 5%, “tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes”. Em bom momento, 21 anos após a autorização legislativa, a ANP considerou pertinente a diminuição dos royalties com o fito de aumentar o potencial de recuperação de campos maduros. Trata-se, portanto, do exercício do papel fomentador do Estado para recuperar, ou, ao menos, mitigar os danos, em determinado setor da economia.

1. O Papel Fomentador do Estado e a Resolução N° 749/2018 da ANP

Doutrina Administrativista moderna considera que são duas as principais formas de o Estado atuar na área econômica. Em um primeiro momento, tem-se a figura do Estado Executor, que consiste na possibilidade do Estado atuar diretamente como “player” na economia, através de empresas públicas e sociedades de economia-mista, em geral⁵. Por outro lado, tem-se a figura do Estado Regulador ou Normativo, conforme norteado pelo art. 174 da Constituição Federal:

Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

Em sua face reguladora-normativa, portanto, cabe ao Estado fiscalizar, incentivar e planejar. Especialmente no que tange ao papel fomentador/incentivador, trata-se de estímulo propiciado por medidas objetivas, como a resolução em tela, que possam, de fato, colaborar com o desenvolvimento da área e os objetivos constitucionalmente previstos. Esclarece José dos Santos Carvalho⁶:

No que concerne ao incentivo - denominado por alguns de ‘fomento’ -, deve o Estado disponibilizar o maior número possível de instrumentos para o desenvolvimento econômico a ser perseguido pela iniciativa privada (...). São instrumentos de incentivo os benefícios tributários, os subsídios, as garantias, os empréstimos em condições favoráveis, a proteção aos meios nacionais de produção, a

assistência tecnológica e outros mecanismos semelhantes que se preordenem ao mesmo objetivo.

Vale ressaltar que as ações de fomento não têm o condão de impor aos particulares determinada ação, ou, ainda, constrangê-los de algum modo a adotar certa postura omissiva. Ao contrário, as ações fomentadoras dão aos particulares a liberdade de escolha: a liberdade de se adequar ou não aos desejos de fomento do Estado. Nesse mesmo sentido, ensina Marçal Justen Filho⁷:

O fomento busca afetar as condutas dos particulares, de modo a induzi-los a condutas ativas e omissivas reputadas como desejáveis para certos fins. Uma característica essencial reside na manutenção da autonomia dos particulares para a realização das escolhas. O fomento não consiste na imposição de comandos normativos qualificando as condutas dos particulares como obrigatórias ou proibidas. O particular é incentivado a escolher uma conduta reputada como desejável pelo Estado.

Dessa forma, a resolução em tela manifesta esse exato caráter fomentador ao não impor aos particulares (operadores titulares de contratos de concessão) a obrigação de se adequar a normativa, mas, tão só, a possibilidade. Afinal, o ônus de solicitar ou não a redução da alíquota aplicável, e conseqüentemente comprovar o benefício para os Entes da Federação, é somente do particular, conforme expresso no artigo primeiro da resolução, não existindo qualquer prejuízo, ou sanção, para particulares que, por qualquer razão, não sigam a direção traçada pelo fomento:

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

O grande interesse público perseguido pelo Estado com o incentivo contido na resolução é viabilizar a extensão da vida útil, e maximizar o fator de recuperação dos campos, no âmbito dos contratos existentes, o que impacta positivamente o setor e conseqüentemente a economia local. A ANP estima que a cada aumento de 1%

no fator de recuperação dos campos maduros, um investimento de até 26 bilhões de reais pode ser gerado

Em relação ao uso de métodos de recuperação avançada, de acordo com cálculos da ANP, cada 1% a mais no fator de recuperação dos campos maduros em operação há quase 40 anos pode gerar investimentos de R\$26 bilhões. Ademais, ainda segundo a ANP, tal investimento resultaria em um aumento das reservas de um bilhão de barris de óleo equivalente (incluindo gás natural). A estimativa é que esse volume adicional de reservas, ao serem produzidas, gerem R\$16 bilhões em royalties ao longo dos anos.⁸

Em termo técnicos, o fator de recuperação corresponde a razão entre o volume de fluido contido na reserva e o que se espera extrair, produzir. Essa variável é determinada por inúmeros fatores de ordem natural (como pressão da água, presença de gás, etc) e de ordem técnica (como a tecnologia usada para extração). Ou seja, o objetivo da normativa é possibilitar que campos já maduros, que já experimentam decadência em sua produção, possam reavivar uma produção incremental, a partir da diminuição dos royalties, para que a vida útil do campo seja prolongada.⁹ A própria resolução define (Art. 2, III) campo maduro como sendo aquele com histórico de produção igual ou maior a vinte e cinco anos ou cuja produção acumulada corresponda, ao menos, a 70% do volume inicialmente previsto.

Vale notar que a diminuição dos royalties, como abordaremos em seguida, só se dará para a produção que seja superior a curva de referência de produtividade do campo, ou seja, para a produção que tenha sido efetivamente incrementada, que tenha aumentado o fator de recuperação.

2. ANP como agente fomentador e o controverso processo de deslegiferação

A ANP, como as demais agências reguladoras existentes na Administração Pública, é uma autarquia especial, criada com a finalidade de regular determinado setor da economia.¹⁰ Muito embora a Lei do Petróleo, quando regulamenta a criação da ANP, não estabeleça expressamente, e de forma geral, como função da agência o fomento à indústria de óleo e gás, mas tão

somente a fiscalização e a regulação, é possível identificar na Lei diversos dispositivos que, de forma específica, aludem ao papel incentivador.

Além do próprio Art. 47, §1º, que autoriza que a ANP regulamente a diminuição da alíquota de royalties como incentivo à área, também é possível identificar menções específicas a atividade fomentadora, no rol de competência atribuídas a ANP no art. 8º, como, por exemplo, no inciso X, no que tange ao estímulo à pesquisa e a adoção de novas tecnologia na exploração, produção, transporte e refino. Logo, é possível afirmar que há um caráter fomentador da ANP, ainda que não previsto expressamente no Art. 8º, Caput, onde o legislador mencionou, somente, a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades integrantes da indústria de óleo e gás.

Observa-se que a atividade fomentadora delegada pelo Art. 47, §1º, à ANP se manifesta através da regulação de um benefício concedido na própria Lei. Nessa perspectiva, o legislador atribui à ANP novo poder normativo técnico, referente à regulação da redução da alíquota dos Royalties, que foi manifestado com o advento da nova resolução. Esse poder técnico normativo, considerado pela Doutrina como característica das Agências Reguladoras, é compreendida nos seguintes termos por José dos Santos Carvalho Filho¹¹:

O poder normativo técnico indica que essas autarquias recebem das respectivas leis delegação para editar normas técnicas (não as normas básicas de política legislativa) complementares de caráter geral, retratando poder regulamentar mais amplo, porquanto tais normas se introduzem no ordenamento jurídico como direito novo (*ius novum*)

Esse processo de transferência parcial de poder regulamentar sobre matéria de ordem técnica é, usualmente, denominado por grande parte da doutrina pátria como deslegificação (ou, ainda, deslegalização). O termo busca indicar que a normatização advinda não estaria estabelecida em Lei, mas, tão somente, em ato administrativo emitido por determinada agência reguladora. Essa transferência de poder regulamentador geral da Lei para os atos administrativos não representa “efetiva transferência de poder legiferante a órgãos ou pessoas da Administração, mas tão

somente o poder de estabelecer regulamentação sobre a matéria de ordem técnica, que, por ser extremamente particularizada, não poderia mesmo estar disciplinada na lei.”¹²

Vale notar que o art. 47, §1º, da Lei do Petróleo, estabelece que esse poder regulamentar da ANP deveria se manifestar no edital de licitação correspondente a cada contrato, e não em uma resolução de caráter geral, o que poderia caracterizar ilegalidade da resolução. Segundo essa perspectiva, não seria possível a alteração das alíquotas para os contratos já em execução, mas tão somente em novos contratos a serem firmados, tendo em vista a pura dicção legal. Todavia, essa mera interpretação literal deve ser apenas ponto de partida para compreensão do significado da norma:

A letra da norma, assim, é apenas o ponto de partida da atividade hermenêutica. Como interpretar juridicamente é produzir uma paráfrase, a interpretação gramatical obriga o jurista a tomar consciência da letra da lei e estar atento às equívocas proporcionadas pelo uso das línguas naturais e suas imperfeitas regras de conexão léxica¹³

Dessa forma, a partir de uma análise mais rigorosa e específica do art. 47, caput, observa-se que essa conclusão meramente literal não deve prevalecer. O dispositivo da Lei do Petróleo estabelece três situações aptas a gerar à ANP a prerrogativa de diminuição da alíquota dos royalties: i) os riscos geológicos, ii) as expectativas de produção e iii) outros fatores pertinentes, o que deve levar a uma interpretação sistemática e não puramente literal da previsão legal.

No que diz respeito aos riscos geológicos e às expectativas de produção, que são fatores conhecidos de forma prévia pela ANP, a redução do valor dos royalties deve estar prevista no edital de licitação, conforme expresso na Lei. Todavia, na hipótese da ANP justificar a diminuição das alíquotas a partir de “outros fatores pertinentes”, faz-se necessário analisar a natureza do fator em questão. Dessa forma, o incentivo a produção incremental em campos maduros não poderia ser previsto em edital de licitação, tendo em vista que a perda da produtividade é elemento superveniente e, muitas vezes, de difícil previsão, o que conduz à conclusão de que a necessidade

de previsão no edital de licitação seria requisito inaplicável.

Nessa perspectiva, o poder transferido a ANP, pela sua própria lei instituidora, diz respeito tão somente a regulamentação de um fomento já positivado, o que não representa qualquer forma de usurpação de competência legislativa. Observe-se que o conteúdo da resolução da ANP ainda está sujeito, como qualquer outro ato regulamentar da administração, a um exame de legalidade e constitucionalidade.

3. O Conteúdo da Resolução 749/2018

Em face do disposto na resolução em estudo, faz-se necessária a compreensão acerca de termos técnicos cuja aplicação resulta na possibilidade, ou não, de consecução dos incentivos regulamentados pela ANP. Nesse sentido, é de suma importância a compreensão do conceito de Campos Maduros, Curva de produção de Referência e Produção Incremental.

Campos maduros são definidos pela Resolução ANP nº 749/2018 com histórico de produção igual ou superior a 25 anos ou cuja produção acumulada corresponda ao menos a 70% do volume previsto.¹⁴ Tratam-se, portanto, de campos de petróleo que já experimentaram seu pico de produção e passaram a demonstrar declínio. Embora a Resolução tenha buscado objetivar ao máximo o conceito de Campos Maduros, o mesmo não é pacífico no âmbito internacional. É comum que a doutrina estrangeira defina Campos Maduros sob um ponto de vista menos objetivo¹⁵:

Oil fields after a certain production period are called mature fields. A more specific definition of mature fields is the fields reaching the peak of their production or producing fields in declining mode. A third definition could be the fields reaching their economic limit after primary and secondary recovery efforts.

De acordo com os critérios adotados pela Agência, 241 campos de exploração de petróleo seriam elegíveis para a concessão do benefício, o que representa, segundo a própria ANP, cerca de 53% dos campos brasileiros¹⁶.

A Curva de Produção de Referência, por sua

vez, indica o montante de produção de hidrocarbonetos no campo, tendo em vista o seu declínio histórico de produção. Nesse sentido, o indicador visa traçar de forma objetiva o declínio de produtividade nos campos.¹⁷ A partir desse traçado é possível concluir o montante de Produção incremental, que consiste na diferença entre o volume previsto (na Curva de Produção de Referência) e a quantidade de óleo ou gás efetivamente extraída.¹⁸

3.1. O Necessário Benefício Econômico aos Entes Federados

No que tange ao procedimento para obtenção da redução dos Royalties, o Art. , da 4, inc. VI da resolução estabelece a necessidade de apresentação da revisão do Plano de Desenvolvimento originário, contendo, entre outros requisitos:

Art.4º, Inc. VI: comprovação o benefício econômico para os entes federados na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fatos de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.

É interessante notar que na minuta inicial da resolução a previsão de benefício econômico se limitava a União. Em bom momento, na Audiência Pública na qual foi discutida a matéria, o governo do Espírito Santo sugeriu que a dicção legal englobasse não somente a União, mas, também, todos os entes federados envolvidos. A sugestão foi acatada sob a correta justificativa de que:

é cediço que os royalties são recursos públicos indisponíveis que, por imperativo constitucional (art. 20, §1º), são devidos não somente aos órgãos da administração direta da União, mas também aos Estados, ao Distrito Federal e aos municípios onde ocorram a produção de petróleo e gás natural. Assim, observar a comprovação de benefícios econômicos não somente para a união, mas também para os entes subnacionais é condição sine qua non para a redução das alíquotas dos royalties, de sorte que caso não haja a comprovação de benefício econômico para Estados e Municípios onde ocorra a produção, não há que cogitar em redução de alíquota de royalties, sob risco de grave ofensa ao mandamento constitucional.¹⁹

Dessa forma, resta claro que o benefício eco-

nômico proveniente da diminuição da alíquota dos royalties deve ser experimentado tanto pela União, quanto pelos Estados e Municípios nos quais a exploração se desenvolve. A ausência de benefício para qualquer desses entes deve levar, ipso facto, a não concessão da diminuição da alíquota.

O significado do termo “Benefício Econômico” é, contudo, obscuro na resolução da ANP. Após fazer referência ao mesmo, a resolução elenca, no Art. 4º, inc. VI, três fatores a serem incluídos no benefício: i) a extensão na vida útil do campo, ii) o fator de recuperação incremental e iii) participações governamentais adicionais. Sob o ponto de vista hermenêutico, a interpretação literal conduziria o jurista ao entendimento de que esses fatores são cumulativos e a ausência de um deles descaracterizaria qualquer benefício econômico.

Entretanto, tendo em vista as discussões e apresentações sobre o tema que precederam a publicação da resolução, os fatores expressamente dispostos no art. 4º, inc. VI, da resolução devem ser compreendidos de forma mais específica. Nesse sentido, resta claro que tanto a extensão da vida útil do campo quanto a existência de fator de recuperação incremental são fatores essenciais para a concessão da diminuição da alíquota, tendo em vista que a ausência de qualquer um desses fatores desvirtua o objetivo precípua da resolução que é a geração de produção incremental em campos maduros.

Entretanto, a existência ou não de participações governamentais adicionais deve ser compreendida como elemento exemplificativo, tendo em vista que o fator consiste em uma das diversas formas possíveis de benefícios econômicos diretos ou indiretos a serem experimentados pelos entes da federação. Dessa forma, ainda que não haja previsão de participações adicionais governamentais na revisão do Plano de Desenvolvimento originário, a autoridade reguladora pode conceder o benefício ao operador, desde que provada a existência de outros benefícios econômicos.

Nesse sentido, as discussões e apresentações que antecederam a adição da normativa cumprem a função de norte no objetivo de identificar qual

a amplitude do termo “benefício econômico” expresso pelo legislador. Durante a realização dessas discussões, a criação e continuidade de postos de trabalho, por exemplo, também foram consideradas como benefício apto a ensejar a redução da alíquota, o que leva ao entendimento de que a ANP terá relativa discricionariedade para concluir sobre a existência ou não de benefício econômico.²⁰

3.2. A Variação da Alíquota dos Royalties.

Royalties constituem parte da receita originária do Estado, nas lições de Marcus Abraham²¹:

Esta receita denomina-se formalmente de compensações financeiras, e está prevista no §1º do art. 20 da Constituição Federal de 1988, e é regulada pela Lei nº 7.990/1989. Trata-se de participação a que o Estado tem direito no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, energia elétrica e recursos minerais.

Nesse sentido, os Royalties constituem contra-prestação aos Entes Federados, “sem natureza tributária e com a justificativa na indenização pelo desfalque do patrimônio ambiental e pelas despesas necessárias à manutenção do bem”.²² Há marcante caráter indenizatório baseado em todo o dispêndio que as empresas exploradoras de recursos naturais causam à administração, que atua garantindo a infraestrutura necessária para a atividade e o apoio à população envolvida.

A resolução ANP nº 749 traz tratamento diferenciado quanto à redução das alíquotas tendo em vista o volume de produção dos campos. Segundo o art. 9º, a alíquota aplicável para campos maduros de pequena produção foi fixada em 5%, enquanto a alíquota para campos de grande produção poderá variar de 7,5% a 5% tendo em vista o incremento alcançado, mas aplicáveis de forma regressiva.

Nesse sentido, a produção incremental que atingir até 50% da curva de produção de referência estará sujeita a aplicação da alíquota de 7,5%, enquanto a produção que ultrapassar 50% da curva de referência estará sujeita à aplicação da alíquota de 5%. Trata-se de incentivo para que a produção incremental em grandes campos, que ainda possuem volume de produção expressivo,

seja a maior possível.

Não obstante, conforme discutido nas audiências públicas que antecederam a resolução, o incremento de 50% da curva de produção em campos de grande produção, que possibilitaria a aplicação da alíquota de 5%, é de difícil materialização.²³ Nesse sentido, a resolução poderia ter estabelecido critério mais tangível.

Considerações Finais: Um Novo Cenário para Campos Maduros no Brasil

A nova resolução da ANP inaugura um novo cenário para a exploração de campos maduros no Brasil, objetivando a extensão da vida útil dos campos com o fito de diminuir os impactos da diminuição de produtividade no setor. Além disso, trata-se de um dos raros momentos em que a administração pública utilizou do expediente de diminuir a compensação financeira da qual os entes seriam beneficiados para buscar o aquecimento do setor.

Esse papel fomentador do Estado - personificado na ANP - tem uma função imprescindível em momentos de crises econômicas, pois possibilita o retorno de investimentos que, conseqüentemente, terão impactos sociais. Dessa forma, é de se esperar que nos próximos anos os municípios afetados pela queda de produção nos campos de petróleo, principalmente no Rio de Janeiro, possam experimentar uma diminuição da queda de produtividade a partir de novos investimentos que elevem o fator de recuperação.

O fato da Lei do Petróleo conter previsão que leva a crer que a ANP somente poderia realizar a diminuição da alíquota dos Royalties a partir da inclusão do Edital de Licitação não gerou qualquer tipo de contestação quanto à legalidade da resolução até o momento. Nesse sentido, é de se esperar que embora a resolução possa vir a sofrer impugnação judicial, o judiciário interprete pela diferença de tratamento a ser dado aos diversos fatores que autorizam a ANP à diminuição das alíquotas dos royalties, considerando-se primordialmente a função social do dispositivo.

No que tange ao benefício econômico aos entes da federação a ser comprovado pelos operadores que solicitarem a redução da alíquota dos Royalties, a ANP deverá estabelecer critério objetivo

para averiguação do benefício econômico. Não é devida, no entanto, como analisado no decorrer do presente trabalho, a necessária previsão de nova participação estatal, como poderia sugerir a mera dicção legal.

Referências

ABRAHAM, Marcus. Curso de Direito Financeiro Brasileiro. Rio de Janeiro: Elsevier. 2010.

BABADAGLI, Tayfun. Development of Mature Oil Fields - A Review. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 57 (2007)

BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. Curso de Direito Administrativo. 32 ed. São Paulo: Editora Malheiros. 2015

CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. 32 ed. São Paulo: Atlas, 2018.

CASTILHO, Marcelo. Increasing Recovery Factor in Brazil - Mature Offshore Fields. 2018

CHAMBRIARD, Magda; BRUCE, Tatiana; DELGADO, Fernanda; GONÇALVES, Pedro. Royalties e EOR em Campos Maduros no Brasil: Discussões sobre Alíquotas e Arrecadações. Caderno Opinião: FVG Energia. Junho, 2018

FERRAZ JÚNIOR, Tércio Sampaio. Introdução ao Estudo do direito: técnica, decisão, dominação. 4.ed. São Paulo: Atlas, 2003

JUSTEN FILHO, Marçal. Curso de Direito Administrativo. 4.ed. em e-book baseada a 12. ed. impressa. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais

MINUTA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA DE DISCUSSÃO DA RESOLUÇÃO 749/2018, disponível em: <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/em-andamento/4449-consulta-e-audiencia-publicas-n-09-2018>. Acesso em 20 set.2018.

PREFEITO DE MACAÉ QUER REDUÇÃO DE ROYALTIES POSTERGANDO DESCOMISSIONAMENTO. EPBR. Disponível em: <https://epbr.com.br/investimentos-royalties-e-descomissionamento-com-aluizio-junior/>

TORRES, Ricardo Lobo. Curso de Direito Fi-

nanceiro e Tributário. 18 ed. Rio de Janeiro: Renovar.2011

Referências

- 1 Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Pública sobre o tema disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/analise-contribuicoes.pdf. Na oportunidade, estiveram presentes diversos representantes do setor, como: Governo do Estado do Espírito Santo, IBP, Petrobrás, Firjan, ABPIP, Petrorio, Ompetro, entre outros.
- 2 Íntegra da resolução disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/setembro&item=ramp-749-2018>
- 3 Entre 2012 e 2017, a indústria de Petróleo no município de Macaé, por exemplo, desempregou cerca de 40 mil pessoas, conforme matéria publicada no portal EPBR e disponível em: <https://epbr.com.br/investimentos-royalties-e-descomissionamento-com-aluizio-junior/>
- 4 CHAMBRIARD, Magda; BRUCE, Tatiana; DELGADO, Fernanda; GONÇALVES, Pedro. Royalties e EOR em Campos Maduros no Brasil: Discussões sobre Alíquotas e Arrecadações. Caderno Opinião: FVG Energia. Junho, 2018. pg.11. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/site_coluna_opiniao_93_-_royalties_rev1.pdf
- 5 CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. 32 ed. São Paulo: Atlas, 2018. Pg 1058.
- 6 CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. 32 ed. São Paulo: Atlas, 2018. Pg 1059.
- 7 JUSTEN FILHO, Marçal. Curso de Direito Administrativo. 4.ed. em e-book baseada a 12. ed. impressa. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais. 2016. Pg.858.
- 8 CHAMBRIARD, Magda; BRUCE, Tatiana; DELGADO, Fernanda; GONÇALVES, Pedro. Royalties e EOR em Campos Maduros no Brasil: Discussões sobre Alíquotas e Arrecadações. Caderno Opinião: FVG Energia. Junho, 2018. pg.17. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/site_coluna_opiniao_93_-_royalties_rev1.pdf
- 9 Minuta da Audiência Pública disponível em : <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/em-andamento/4449-consulta-e-audiencia-publicas-n-09-2018>. Acesso em 20 set.2018.
- 10 BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. Curso de Direito Administrativo. 32 ed. São Paulo: Editora Malheiros. 2015. pg 174.
- 11 CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. 32 ed. São Paulo: Atlas, 2018. Página 576.
- 12 CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. 32 ed. São Paulo: Atlas, 2018. Página 576.
- 13 FERRAZ JÚNIOR, Tércio Sampaio. Introdução ao Estudo do direito: técnica, decisão, dominação. 4.ed. São Paulo: Atlas, 2003. Pg. 287.
- 14 Art. 2º, 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: Produção Acumulada (Boe)/Produção Acumulada (boe) + Reservas 1P (boe).
- 15 BABADAGLI, Tayfun. Development of Mature Oil Fields - A Review. Journal of Petroleum Science and Engineering 57 (2007) 221-246. Disponível online em: www.sciencedirect.com
- 16 CASTILHO, Marcelo. Increasing Recovery Factor in Brazil - Mature Offshore Fields. 2018. Disponível em: www.anp.gov.br/images/Palestras/marcelo-castilho-rog2018.pdf. Acesso em 20 set. 2018.
- 17 Art. 2º, 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).
- 18 Art. 2º, 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.
- 19 Análise das contribuições obtidas nas consultas públicas disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/analise-contribuicoes.pdf. Acesso em 20 set. 2018.
- 20 CASTILHO, Marcelo. Increasing Recovery Factor in Brazil - Mature Offshore Fields. 2018. Disponível em: www.anp.gov.br/images/Palestras/marcelo-castilho-rog2018.pdf. Acesso em 20 set. 2018.
- 21 ABRAHAM, Marcus. Curso de Direito Financeiro Brasileiro. Rio de Janeiro: Elsevier.2010. Pg. 66
- 22 TORRES, Ricardo Lobo. Curso de Direito Financeiro e Tributário. 18 ed. Rio de Janeiro: Renova.2011. Pg. 191.
- 23 Minuta da Audiência Pública disponível em : <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/em-andamento/4449-consulta-e-audiencia-publicas-n-09-2018>. Acesso em 20 set.2018.