

## Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

## SUPERINTENDÊNCIA DE PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

NOTA TÉCNICA Nº 22/2022/SPG/ANP-RJ

Rio de Janeiro, 01 de julho de 2022.

**Assunto:** Acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial do campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015, em função da não atualização da curva PEV da corrente pela Petróleo Brasileiro S.A.

**Referências:** 48610.211025/2022-07; 48610.001792/2016-53; 48610.001791/2016-17.

## 1. OBJETIVO

1.1. Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar subsídios para deliberação da Diretoria Colegiada da ANP referente à Consulta e Audiência Pública da minuta de Acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial do campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015, em função da não atualização da curva PEV da corrente pela Petróleo Brasileiro S.A, nos termos do art. 4º, §1º, da Portaria ANP nº 206/2000.

## 2. BASE LEGAL

2.1. A Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e o Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, estabelecem que os campos produtores de petróleo e gás natural estão sujeitos ao pagamento de participações governamentais, dentre elas royalties e participação especial, que são calculadas em função do volume total da produção e dos preços de referência do petróleo e do gás natural.

2.2. Até dezembro de 2017, o Art 7º do Decreto nº 2.705/1998 determinava que o preço de referência a ser aplicado ao petróleo seria igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

Art 7º Até 31 de dezembro de 2017, o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, aplicando-se o que for maior.

2.3. A Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000, estabeleceu os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais de que se trata o Art 7º Decreto nº 2.705/1998.

2.4. Em apertada síntese, o preço de mínimo do petróleo de determinado campo, apurado pela ANP, para fins de cálculo dos royalties e participação especial, seria calculado a partir das características físico-químicas e comerciais da corrente de petróleo à qual este campo estivesse vinculado.

2.5. As concessionárias tinham até o último dia útil de fevereiro de cada ano para atualizar, junto à ANP, as informações referentes à composição de cada tipo de corrente de petróleo nacional, ao seu grau API, ao seu teor de enxofre e, caso qualquer corrente tivesse apresentado variação de mais ou menos 1 (um) grau API, o concessionário deveria atualizar também a sua curva de Pontos de Ebulição Verdadeiros — PEV, nos termos do § 1º do art. 4º da Portaria ANP nº 206/2000.

Art. 4º Os tipos de petróleo nacional considerados para o cálculo do preço mínimo nos termos desta Portaria para os campos atualmente em produção estão relacionados nos Anexos II e III.

§ 1º. Até o último dia útil de fevereiro de cada ano os concessionários dos contratos de concessão listados no Anexo III desta Portaria deverão atualizar junto à ANP as informações referentes à composição de cada tipo de corrente de petróleo nacional, ao seu grau API, ao seu teor de enxofre e, caso qualquer corrente tenha apresentado variação de mais ou menos 1 (um) grau API, o concessionário deverá atualizar também a sua curva Pontos de Ebulição Verdadeiros – PEV.

2.6. Caso essa atualização não fosse realizada pelas concessionárias, o art. 6º da Portaria ANP nº 206/2000 previa que:

Art. 6º Caso as informações referidas nos parágrafos 1º e 2º do art. 4º não sejam prestadas pelo concessionário, o preço mínimo do petróleo produzido será:

- I - o maior preço mínimo praticado no país, quando o campo produtor for o primeiro campo produtor de sua bacia;
- II - o maior preço mínimo praticado no país, quando o petróleo produzido pelo campo tiver grau API superior ao petróleo da corrente de maior grau API da bacia à qual pertence;
- III - O maior preço mínimo decorrente da aplicação do art. 3º-A, no caso de a produção ser operada por concessionário exclusivamente C ou D;
- IV - o maior preço mínimo da bacia nas demais situações.

2.7. A partir de 1º de janeiro de 2018, o Art. 7º-A do Decreto nº 2.705/1998 estabeleceu que o preço de referência do petróleo, adotado no cálculo de participações governamentais, seria estabelecido pela ANP.

Art. 7º-A. A partir de 1º de janeiro de 2018, o preço de referência a ser aplicado, mensalmente, ao petróleo produzido em cada campo durante o respectivo mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será estabelecido pela ANP.

2.8. A Resolução CNPE nº 05, de 16 de março de 2017, propôs que a metodologia do cálculo do preço de referência do petróleo contemplasse, além das características físico-químicas, regras de periodicidade, transição e carência, a fim de contribuir para a estabilidade regulatória e reduzir incertezas em relação aos investimentos necessários para o desenvolvimento da produção petrolífera no País.

2.9. A Resolução ANP nº 703, de 26 de setembro de 2017, estabeleceu os critérios para fixação do preço de referência do petróleo, para fins de cálculo das participações governamentais, de que trata o art. 7º-A, do Decreto nº 2.705/1998, em consonância à Resolução CNPE nº 05/2017.

2.10. Esse Preço de Referência do Petróleo, calculado pela ANP, tem como base as médias mensais das cotações do petróleo referência (tipo Brent) e de derivados (leves, médios e pesados), ao qual se incorpora um diferencial de qualidade em função das características físico-químicas de cada corrente.

2.11. Além disso, a Resolução ANP nº 703/2017 estabeleceu critérios para atualização das especificações técnicas e características físico-químicas de cada corrente durante o ano, que não estavam expressamente previstos na Portaria ANP nº 206/2000.

## CAPÍTULO VI

### ATUALIZAÇÃO DAS ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

Art. 7º As Correntes de Petróleo consideradas para o cálculo do Preço de Referência do Petróleo e suas especificações técnicas, fornecidas pelas concessionárias e aprovadas pela ANP, serão publicadas na página da ANP na internet.

§ 1º Até o último dia útil de fevereiro de cada ano, os operadores deverão atualizar junto à ANP as seguintes informações referentes a cada Corrente de Petróleo nacional: grau API, teor de enxofre, número de acidez total, quantidade de nitrogênio e relação das áreas produtoras que compõem a Corrente de Petróleo com sua respectiva participação.

§ 2º Sempre que, na condição de produção, constatar-se que, por um período superior a 120 dias, a densidade média diária da Corrente de Petróleo apresentar variação superior a  $\pm 1^\circ$  API, a concessionária deverá informar o ocorrido à ANP, em até 30 dias, e após esse prazo, enviar uma nova Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, em até 90 dias.

a) Caso a Corrente de Petróleo apresente densidade média diária superior a  $40^\circ$  API, a atualização da Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, junto à ANP, deverá ocorrer apenas quando essa densidade média diária da Corrente de Petróleo apresentar variação superior a  $\pm 2^\circ$  API.

b) Caso a variação da densidade média diária, medida em grau API, seja transitória, superior a 30 dias consecutivos, e inferior a 120 dias consecutivos, a concessionária deverá informar em no máximo 30 dias dessa constatação o ocorrido à ANP que avaliará, a seu critério, a necessidade de atualização da Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros (curva PEV) da referida corrente.

c) Caso a variação da densidade média diária, medida em grau API, seja transitória e inferior a 30 dias consecutivos, a concessionária estará dispensada de informar à ANP.

2.12. A Resolução ANP nº 703/2017 disciplinou, ainda, em seu art. 8º, os preços de referência do petróleo quando não forem atualizadas as especificações técnicas de que trata o Art. 7º:

Art. 8º Caso as informações referidas nos §§ 1º e 2º, do art. 7º, não sejam prestadas pelo operador à ANP, o Preço de Referência do Petróleo será:

- I - o maior Preço de Referência do Petróleo praticado no País, quando a área produtora for a única área produtora de sua bacia;
- II - o maior Preço de Referência do Petróleo praticado no País, quando o petróleo produzido pela área produtora tiver densidade (em graus API) superior a da Corrente de Petróleo com a maior densidade (em graus API) da bacia à qual pertence;
- III - o maior Preço de Referência do Petróleo decorrente da aplicação do art. 5º, no caso de a produção ser operada por Empresa de Pequeno Porte;
- IV - o maior Preço de Referência do Petróleo da bacia nas demais situações.

2.13. Por fim, em atendimento ao Decreto nº 10.139/2019, que propôs que o regramento regulatório dos preços de referência do petróleo fosse consolidado em um único instrumento normativo, a Resolução ANP nº 703/2017 foi substituída pela Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022, sem qualquer alteração de mérito das normas consolidadas.

2.14. Assim, a Resolução ANP nº 874/2022, atualmente em vigor, tem as mesmas regras estabelecidas para fixação do preço de referência do petróleo da Resolução ANP nº 703/2017.

### 3. DO CASO DA ATUALIZAÇÃO DA CURVA PEV DA CORRENTE DE JUBARTE

3.1. Em 16/06/2014, considerando a entrada de produção de reservatórios do pré-sal no campo de Jubarte, a ANP solicitou à Petrobras, por meio do Ofício n° 351/2014/SPG, que fossem reportadas as seguintes informações: o grau API; o teor de enxofre; a curva de Pontos de Ebulição Verdadeiros (PEV); o local da coleta da amostra de petróleo para elaboração da curva PEV; e os campos/reservatórios (e em que percentuais) que compõem o blend da referida amostra.

3.2. Em 11/08/2014, a Petrobras encaminhou, por meio da Carta E&P-CORP 0151/2014, o Relatório de Avaliação do Petróleo da Corrente de Jubarte, elaborado em julho de 2014, com o objetivo de apresentar os resultados da simulação da qualidade e da curva PEV do petróleo da corrente de Jubarte, conforme Figura 01:

**Figura 01:** Especificações Técnicas da Corrente de Jubarte (Relatório elaborado em jul/2014)

**Tabela 02 – Corrente Jubarte.**

Grau API: 23,2		
Teor de Enxofre: 0,447%		
Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
£ 290 °C	290 °C a 380 °C	> 380 °C
26,70%	14,40%	58,90%
Composição da Corrente		
N° do Contrato de Concessão	Nome do Campo	Participação (%)
48000.003560/97-49	Jubarte	100,00%

3.3. Entretanto, a ANP identificou que as amostras utilizadas na simulação foram coletadas nos anos de 2007, 2009 e 2011, e, considerando a entrada de produção de reservatórios do pré-sal que alterou API da corrente, a ANP decidiu instaurar o Processo Administrativo n°48610.009773/2014-11, com vistas à revisão da Corrente de Jubarte.

3.4. Em 05/09/2014, por meio do Ofício n° 494/2014/SPG, a Petrobras foi notificada a coletar novas amostras, na presença de servidores da ANP, e a realizar novas análises de curva PEV, grau API e teor de enxofre do petróleo da corrente Jubarte representada pela mistura mais fidedigna no momento das amostragens dos diferentes tipos de petróleo produzidos pelo campo de Jubarte. Adicionalmente, a Petrobras também foi solicitada a prestar esclarecimentos sobre a não atualização da Corrente Jubarte nas revisões anuais da Portaria ANP n° 206/2000.

3.5. Em 01/10/2014 e 02/10/2014, a Petrobras procedeu às novas coletas da corrente de petróleo Jubarte, acompanhadas por servidores da ANP.

3.6. Em 27/11/2014, por meio da carta E&P-CORP 245/2014, a Petrobras encaminhou o relatório de análise da corrente de Jubarte com suas respectivas curvas PEV a partir das amostras coletadas, conforme Figura 02:

**Figura 02:** Especificações Técnicas da Corrente de Jubarte a partir da PEV das novas coletas

**Tabela 04 – Corrente Jubarte.**

Grau API: 23,2		
Teor de Enxofre: 0,438%		
Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
£ 290 °C	290 °C a 380 °C	> 380 °C
27,1%	10,8%	62,1%
Composição da Corrente		
N° do Contrato de Concessão	Nome do Campo	Participação (%)
48000.003560/97-49	Jubarte	100,00%

3.7. Em 24/02/2015, a Petrobras, por meio da carta E&P-CORP 0025/2015, atualizou as especificações técnicas da corrente de Jubarte, para revisão anual de 2015, com efetividade a partir da produção de março/2015, conforme determinava a Portaria ANP n° 206/2000.

#### 4. DA COBRANÇA DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL DA PRODUÇÃO DE JUBARTE

4.1. Em 18/02/2016, o Relatório nº 03/2016/SPG-ANP (SEI 0373183, pgs. 07 a 138) apresentou a análise das revisões das atualizações das especificações técnicas da Corrente de Jubarte realizadas pela Petrobras no período do mês de produção de março de 2008 até o mês de produção de fevereiro de 2015.

4.2. Em síntese, o Relatório concluiu que:

I - A concessionária Petrobras não observou adequadamente o § 1º do art. 4º da Portaria ANP nº 206/2000 para a Corrente de Jubarte nas atualizações dos anos de 2010, 2013, 2014 e 2015;

II - A análise simples do grau API da Corrente de Jubarte, considerando as produções dos diferentes reservatórios e seus respectivos dados de grau demonstrou que houve variação absoluta acima de 1 (um) grau API nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015, sem que a Petrobras, em observação ao comando estabelecido no § 1º do art. 4º da Portaria ANP nº 206/2000, enviasse à ANP a devida atualização dos dados da curva PEV da referida Corrente;

III - Para esse período, considerando o fim do segundo período em fevereiro de 2014 por conta da RD nº 69/2014, consoante ao estabelecido no inciso IV, art. 6º da Portaria ANP nº 206/2000, o preço de referência mensal do petróleo do Campo de Jubarte para apuração das participações governamentais (royalties e participação especial) será o maior preço mínimo da Bacia de Campos;

IV - O montante nominal total devido a título de participações governamentais (royalties e participação especial) no valor de R\$ 398.035.443,83 (trezentos e noventa e oito milhões, trinta e cinco mil, quatrocentos e quarenta e três reais, e oitenta e três centavos), sendo R\$ 163.575.205,00 (cento e sessenta e três milhões, quinhentos e setenta e cinco mil, duzentos e cinco reais) de royalties, e R\$ 234.460.238,83 (duzentos e trinta e quatro milhões, quatrocentos e sessenta mil, duzentos e trinta e oito reais, e oitenta e três centavos) de participação especial.

V - Ademais, houve ainda prestação de informações inverídicas por parte da concessionária no que diz respeito ao grau API nas atualizações dos anos de 2010, 2013 e 2014, e também prestação de informação inverídica na Carta E&P-CORP 0189/2014.

4.3. Conforme relatado, a análise considerou, para fins de cobrança de royalties e participação especial, o fim do segundo período em fevereiro de 2014 por conta da RD nº 69/2014, abaixo transcrita na íntegra.

A Diretoria da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, com base na Proposta de Ação nº 1214, de 30 de outubro de 2013, resolve:

I) considerar como um único Campo, delimitado por uma mesma poligonal (ring fence), os campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, designando-o Campo de Jubarte;

II) conceder ao Concessionário o prazo de 180 (cento e oitenta) dias para apresentação do Plano de Desenvolvimento integrado do novo Campo de Jubarte, sob pena de extinção de pleno direito do Contrato de Concessão;

III) determinar à Superintendência de Desenvolvimento e Produção/SDP a autuação do Concessionário para que se averigüe os indícios de irregularidade identificados quanto à ausência de autorização para início de produção do campo de Baleia Franca;

IV) determinar à Superintendência de Participações Governamentais/SPG que considere que esta decisão, no que tange a cobrança das participações governamentais dos concessionários e a sua distribuição aos beneficiários legais, tenha seus efeitos contemplados a partir da produção de março de 2014 para os royalties e a partir da produção do segundo trimestre de 2014 para a participação especial, seguindo na linha da Resolução de Diretoria nº 263/2013 e do Parecer PRG nº 103/2013/PF-ANP/PGF/AGU (aprovado pelo Despacho PRG nº 91/2013/PF-ANP/PGF/AGU); e

V) determinar à SPG e à SDP que avaliem, conjuntamente, a pertinência de eventual cobrança retroativa das participações governamentais.

4.4. Assim, em consonância com o Relatório nº 03/2016/SPG-ANP, foram lavrados dois autos de infração referentes ao campo de Jubarte:

I - Auto de Infração 762-000-16-33-434760, de 25/02/2016, pelo não cumprimento do §1º, art. 4º da Portaria ANP nº 206/2000, que trata da não atualização do grau API e curva PEV nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2014.

II - Auto de Infração nº 762-000-1633-434761, de 25/02/2016, pela prestação de informações inverídicas pela Petrobras referentes à atualização das características da corrente de petróleo Jubarte nos anos de 2010, 2013, 2014 e 2015.

4.5. Adicionalmente, cabe destacar que a Petrobras ingressou com processo judicial contra a deliberação da RD nº 69/2014. Posteriormente, em 16/04/2019, foi celebrado Acordo para encerramento das controvérsias entre ANP e Petrobras quanto a consideração de um único campo, designado de Jubarte, unindo as áreas dos campos de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Mangangá e Pirambu, que estabeleceu os efeitos nas participações governamentais a partir do 4º trimestre de 2016, conforme cláusula segunda do Acordo, abaixo:

2.1. A diferença de Participação Especial a ser paga foi calculada para o período compreendido entre o 4º trimestre de 2016 e o 3º trimestre de 2018, e importa na quantia total e certa de R\$ 3.127.829.682,12 (três bilhões, cento e vinte e sete milhões, oitocentos e vinte e nove mil, seiscentos e oitenta e dois reais e doze centavos), já atualizado pelo IPCA-E até 31/01/2019, dispensada a incidência de qualquer encargo moratória a ser quitado da seguinte forma:

4.6. Nesse sentido, por não terem sido abrangidas por esse acordo, apesar de não substanciadas em nenhum ato administrativo, ficaram em aberto as cobranças de royalties e participação especial referente à produção de petróleo e gás natural no campo de Jubarte, no período de março de 2014 a fevereiro de 2015, em função da não atualização da curva PEV da corrente, nos termos do art. 4º, §1º, da Portaria ANP nº 206/2000.

#### 4.1 – AUTO DE INFRAÇÃO Nº 762-000-16-33-434760

4.7. Em 25/02/2016, a ANP lavrou o Auto de Infração nº 762-000-1633-434760 (SEI 0373183, pgs. 03 a 06) e instaurou o processo administrativo nº 48610.001791/2016-17, em função do descumprimento pela Petrobras, para a Corrente Jubarte, da obrigação prevista na Portaria ANP nº 206/2000, art. 4º, §1º, nas atualizações dos anos de 2010, 2013, 2014 e 2015.

4.8. Com base no Relatório nº 03/2016/SPG-ANP, a análise do grau API da Corrente Jubarte, considerando as produções dos diferentes reservatórios e seus respectivos dados de grau API, demonstrou que houve variação absoluta acima de 1 (um) grau nos períodos de agosto de 2009 e a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015 sem que a sua curva PEV fosse atualizada pela concessionária.

4.9. Assim sendo, nos termos do Art 6º da portaria ANP nº 206/2000, para o preço mínimo do petróleo da Corrente Jubarte, considerado para fins de apuração das participações governamentais, foi aplicado o maior preço mínimo da Bacia de Campos.

4.10. Em razão da Resolução de Diretoria ANP nº 69/2014, o segundo período supramencionado (dezembro de 2012 a fevereiro de 2015) teve seu final estabelecido em fevereiro de 2014.

4.11. Isso posto, o Auto de Infração apurou um principal devido a título de participações governamentais no valor de R\$ 398.035.443,83 (trezentos e noventa e oito milhões, trinta e cinco mil, quatrocentos e quarenta e três reais, e oitenta e três centavos), sendo R\$ 163.575.205,00 (cento e sessenta e três milhões, quinhentos e setenta e cinco mil, duzentos e cinco reais) de royalties e R\$ 234.460.238,83 (duzentos e trinta e quatro milhões, quatrocentos e sessenta mil, duzentos e trinta e oito reais, e oitenta e três centavos) de participação especial, considerando os períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2014, a ser atualizado nos termos do art. 11 da Portaria ANP nº 234/2003.

#### 4.2 – AUTO DE INFRAÇÃO Nº 762-000-1633-434761

4.12. Em 25/02/2016, a ANP lavrou o Auto de Infração nº 762-000-1633-434761 (SEI 0373157 pgs. 03 a 05) e instaurou o processo administrativo nº 48610.001792/2016-53, pela prestação de informações inverídicas pela Petrobras referentes à atualização das características da corrente de petróleo Jubarte nos anos de 2010, 2013, 2014 e 2015.

4.13. Em 18/07/2016, o Superintendente de Participações Governamentais da ANP condenou, em 1ª instância, a Autuada, no âmbito do Auto de Infração 762-000-1633-434761, ao pagamento da multa no valor de R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais).

#### 4.3 - RESUMO DOS VALORES DE DÉBITOS COBRADOS

4.14. Em 06/10/2016, a Resolução de Diretoria ANP nº 799/2016 negou provimento aos recursos interpostos pela Petrobras, confirmando a decisão que determinou o pagamento de royalties e participação especial, no âmbito do Auto de Infração 762-000-1633-434760, e o pagamento de multa, no âmbito do Auto de Infração 762-000-1633-434761.

4.15. Assim, em resumo, existem os seguintes débitos cobrados, em função da não atualização da curva PEV, referentes aos royalties e participação especial da produção de petróleo e gás natural no campo de Jubarte:

- I - Royalties e participação especial retroativos não recolhidos no período de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2014 (Auto de Infração nº 762-000-1633-434760);
- II - Multa pela prestação de informações inverídicas (Auto de Infração nº 762-000-1633-434761).

4.16. A Tabela 01 apresenta um resumo dos valores discutidos de royalties e participação especial, referentes à produção de petróleo no campo de Jubarte, e a multa aplicada.

**Tabela 01:** Valores principais de participações governamentais e multa aplicada (R\$)

AI/Períodos	Principal
AI 762-000-1633-434760 Ago/09-Fev/11 e Dez/12-Fev/14 Royalties + PE	398.035.443,83
AI 762-000-1633-434761	1.000.000,00

## 5. DA JUDICIALIZAÇÃO PELA PETROBRAS

- 5.1. Em 09/11/2016, não concordando com as decisões administrativas proferidas pela ANP, a Petrobras ajuizou a ação ordinária nº 0160969-58.2016.4.02.5101, perante o Juízo da 23ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro, visando à anulação das cobranças realizadas pela ANP.
- 5.2. Em 2017, iniciaram-se as tratativas entre a Petrobras e a ANP para a solução da disputa judicial.
- 5.3. Em fevereiro/2019, as Partes com vistas à composição amigável do conflito, solicitaram a suspensão do processo judicial.

## 6. DAS TRATATIVAS PARA ENCERRAMENTO DAS CONTROVÉRSIAS

- 6.1. Ainda em 2019, em uma primeira tentativa de encerrar a pendência, a Petrobras indicou que seria possível calcular as frações da PEV da corrente Jubarte, mês a mês, considerando as 3 curvas PEV (de cada reservatório) ponderadas pela produção.
- 6.2. As participações governamentais recalculadas, caso se utilizasse essa alternativa de PEV simulada para todo o período, atingiriam o montante principal de R\$ 33 milhões para encerrar a controvérsia do Auto de Infração nº 762-000-1633-434760 de principal de R\$ 398 milhões. Ficaria de fora do acordo o período em aberto de fevereiro de 2014 a fevereiro de 2015. As partes não chegaram a um entendimento sobre essa proposta.
- 6.3. Em março de 2020, em reunião realizada entre as Partes, a Petrobras levantou a possibilidade de se utilizar a sistemática de atualização da Curva PEV estabelecida pela Resolução ANP nº 703/2017, como alternativa para um acordo, já que essa Resolução estabeleceu critérios para atualização das especificações técnicas e características físico-químicas de cada corrente durante o ano, que não estavam expressamente previstos na Portaria ANP nº 206/2000.
- 6.4. No entendimento da Petrobras, considerando a Resolução ANP nº 703/2017, o maior preço da bacia seria aplicável ao período de dez/10 a fev/11 e abr/14 a jun/14, ou seja, abarcando parte do período descoberto pelo Auto de Infração. Neste cenário, foi apurado um montante principal de R\$ 145 milhões de royalties e a participação especial.
- 6.5. Para definir este período de cobrança, a Petrobras considerou o disposto no 2º do Art. 7º da Resolução ANP nº 703/2017, ou seja, se por um período superior a 120 dias, a densidade média diária da Corrente de Petróleo apresentar variação superior a  $\pm 1^\circ$  API, a concessionária deverá informar o ocorrido à ANP, em até 30 dias, e após esse prazo, enviar uma nova Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, em até 90 dias.

Art. 7º As Correntes de Petróleo consideradas para o cálculo do Preço de Referência do Petróleo e suas especificações técnicas, fornecidas pelas concessionárias e aprovadas pela ANP, serão publicadas na página da ANP na internet.

(.....)

§ 2º Sempre que, na condição de produção, constatar-se que, por um período superior a 120 dias, a densidade média diária da Corrente de Petróleo apresentar variação superior a  $\pm 1^\circ$  API, a concessionária deverá informar o ocorrido à ANP, em até 30 dias, e após esse prazo, enviar uma nova Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, em até 90 dias.

- 6.6. Cabe destacar ainda que a Petrobras incluiu nessa proposta o período não coberto pelo Auto de Infração somente até junho/2014 e a atualização dos valores por meio do índice IPCA-E.
- 6.7. Em agosto de 2020, a ANP informou que, no âmbito de tratativas conciliatórias visando a celebração de um Acordo, reconhecia que a Resolução ANP nº 703/2017 estabelecia de forma mais clara prazos e procedimentos para atualização da Curva PEV quando sua variação ocorrer ao longo do ano.
- 6.8. Porém, diferente do entendimento da Petrobras, a ANP indicou que o caso em discussão se enquadraria no conceito de variação transitória, nos termos da alínea b do § 2º do Art. 7º da Resolução ANP nº 703/2017:

Art. 7º As Correntes de Petróleo consideradas para o cálculo do Preço de Referência do Petróleo e suas especificações técnicas, fornecidas pelas concessionárias e aprovadas pela ANP, serão publicadas na página da ANP na internet.

(.....)

§ 2º Sempre que, na condição de produção, constatar-se que, por um período superior a 120 dias, a densidade média diária da Corrente de Petróleo apresentar variação superior a  $\pm 1^\circ$  API, a concessionária deverá informar o ocorrido à ANP, em até 30 dias, e após esse prazo, enviar uma nova Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, em até 90 dias.

b) Caso a variação da densidade média diária, medida em grau API, seja transitória, superior a 30 dias consecutivos, e inferior a 120 dias consecutivos, a concessionária deverá informar em no máximo 30 dias dessa constatação o ocorrido à ANP que avaliará, a seu critério, a necessidade de atualização da Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros (curva PEV) da referida corrente.

c) Caso a variação da densidade média diária, medida em grau API, seja transitória e inferior a 30 dias consecutivos, a concessionária estará dispensada de informar à ANP.

- 6.9. Após a comunicação deste fato (no prazo de 30 dias), e indicação da necessidade de atualização da Curva PEV pela ANP, a concessionária deveria enviar nova Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, em até 90 dias.
- 6.10. Assim, considerando a aplicação do maior preço da bacia para o período de mar/10 a fev/11 e jul/13 a fev/14, foi apurado o montante principal de royalties e a participação especial de R\$ 273 milhões para o período abrangido pelo Auto de

Infração.

- 6.11. Adicionalmente, a ANP anuiu com a pertinência do Acordo abranger o período após fev/14 não coberto pelo Auto de Infração, porém que demandava de maior análise sobre a metodologia a ser empregada para apuração do valor devido.
- 6.12. Por fim, ponderou que a atualização do montante devido por meio de critério diverso do Art. 11 da Portaria ANP nº 234/2003 deveria ser avaliado pela Procuradoria Federal junto à ANP.
- 6.13. Em setembro de 2020, a Petrobras convergiu com o entendimento sobre a aplicação da alínea b do § 2º do Art. 7º da Resolução ANP nº 703/2017, porém incorporou duas ponderações, a serem consideradas no âmbito de um Acordo, sobre o período apurado de mar/10 a fev/11 e jul/13 a fev/14:
- I - retirada dos meses de jun/10 e ago/2013, quando o API ficou dentro da faixa de variação de  $\pm 1^\circ$  API;
  - II - retirada dos meses de mar/10 e jul/13, considerando um prazo de análise da ANP para solicitação de elaboração de nova curva PEV.
- 6.14. A ANP avaliou que, no âmbito conciliatório de uma tentativa de um acordo, haveria a possibilidade de reconsideração do período de cobrança referente a estes meses.
- 6.15. Assim, neste momento, as partes convergiram para ser aplicado o maior preço da bacia, nos períodos de abr/10 a mai/10, jul/10 a fev/11 e jul/13 a fev/14, onde foi apurado o montante principal de royalties e a participação especial de R\$ 213 milhões referente ao período coberto no Auto de Infração nº 762-000-1633-434760.
- 6.16. Contudo, para o período não coberto pelo Auto de Infração (mar/14 a fev/15), a Petrobras apresentou proposta de apurar o valor devido a partir do recálculo do preço de referência considerando as características da Curva PEV utilizada a partir de março/2015, onde foi apurado o valor principal de R\$ 44 milhões (principal). As partes não chegaram a um entendimento sobre essa parcela da proposta.
- 6.17. Novamente a proposta de Petrobras propôs a atualização do valor principal pelo IPCA-E ao invés da Portaria ANP nº 234/2003, e foi esclarecido que demandaria posicionamento da Procuradoria Federal junto à ANP.
- 6.18. Em dezembro de 2020, a Petrobras realizou apresentação para a Diretoria 3 (responsável pela SPG no momento) mantendo a proposta acima e encaminhou minuta de Acordo.
- 6.19. Porém, tendo em vista a divergência de entendimento entre as áreas técnicas para o período não coberto pelo Auto de Infração, esta proposta não foi acolhida pela ANP.
- 6.20. Em junho de 2021, buscando a continuidade do processo negocial, as áreas técnicas voltaram a se reunir, quando a ANP indicou o seguinte possível entendimento no âmbito conciliatório de um Acordo para o período não coberto pelo Auto de Infração:
- I - de mar/14 a jun/14, maior preço da bacia, tendo em vista que a empresa não atualizou a Curva PEV em fevereiro/2014 e em continuidade do critério empregado para o 2º período do Auto de Infração;
  - II - de jul/14 a fev/15, PEV simulada, tendo em vista a análise PEV elaborada em julho de 2014, encaminhada pela Petrobras pela Carta E&P CORP 151/2014, que embora rejeitada pela ANP, se mostrou com API similar ao posteriormente apurado na coleta de amostra realizada com acompanhamento da ANP.
- 6.21. Esses valores de royalties e participação especial recalculados, para o período de mar/14 a fev/15, chegariam ao montante principal de R\$ 186 milhões.
- 6.22. Adicionalmente, nesta reunião, a equipe técnica da ANP foi acompanhada pela Procuradoria Federal junto à ANP, que indicou que a atualização dos valores deveria seguir o disposto na Portaria ANP nº 234/2003.
- 6.23. Em agosto de 2021, a Petrobras apresentou nova proposta para composição do Acordo, sendo mantida a proposta referente aos períodos apresentada em setembro/2020, ou seja, mantendo o ponto de divergência com a área técnica da ANP referente ao período não coberto pelo Auto de Infração, porém com atualização nos termos da Portaria ANP nº 234/2003. Esta proposta não foi acolhida pela área técnica da ANP.
- 6.24. Nos meses seguintes, as partes não conseguiram avançar nas tratativas para uma solução consensual.
- 6.25. Em fevereiro de 2022, foi proferida decisão nos autos do processo judicial indeferindo a prorrogação do processo judicial.
- 6.26. Em março de 2022, na sala de situação realizada em 23/03/2022, tendo em vista o impasse entre as áreas técnicas, a SPG informou a Diretoria Colegiada da ANP que tinha chegado ao consenso técnico quanto montante principal de royalties e a participação especial de R\$ 213 milhões para encerrar a controvérsia do Auto de Infração nº 762-000-1633-434760, mas que as tentativas para solução quanto ao segundo período em aberto (não contemplado no auto) não evoluíram.
- 6.27. A SPG ressaltou que não conseguia mais avançar tecnicamente em relação ao seu último entendimento e que não via margem técnica para alterar a proposta do montante principal de R\$ 186 milhões.
- 6.28. Em abril de 2022, com respaldo da Diretoria Colegiada da ANP, e seguindo entendimento técnico da SPG, foi apresentado os seguintes termos conciliatórios para a Petrobras:
- I - R\$ 213 milhões (Auto de Infração), considerando a Resolução ANP nº 703/2017, o maior preço da bacia, o período de abr/10 a mai/10, jul/10 a fev/11 e jul/13 a fev/14 e atualização pela a Portaria ANP nº 234/2003.

II - R\$ 186 milhões (período em aberto), considerando a Resolução ANP nº 703/2017, o maior preço da bacia para o período de mar/14 a jun/14 e aplicada a PEV para o período de jul/14 a fev/15 e atualização pela Portaria ANP nº 234/2003.

6.29. Em 29/04/2022, por meio de reunião realizada, conforme Ata de Reunião (SEI 2141689), os representantes da ANP e da Petrobras, dentro de suas áreas de competência, decidiram aprovar esses termos para acordo envolvendo o pagamento de royalties e participação especial do campo de Jubarte, que estão sendo discutidos no âmbito do processo judicial 0160969-58.2016.4.02.5101.

6.30. Segue resumo dos termos do acordo alinhado nessa reunião:

Período principal (AI 762-000-1633-434760):

R\$ 213 milhões de principal

Maior preço da bacia para os seguintes meses:

Abril/2010 a maio/2010

Julho/2010 a fevereiro/2011

Setembro/2013 a fevereiro/2014

Valores serão corrigidos conforme Art. 11 da Portaria ANP nº 234/2003

Período secundário (em aberto):

R\$ 186 milhões

Maior preço da bacia para os seguintes meses:

Março/2014 a junho/2014

Preço calculado segundo Curva PEV de novembro/2014

Julho/2014 a fevereiro/2015

Valores serão corrigidos conforme Art. 11 da Portaria ANP nº 234/2003

Forma de pagamento:

35% à vista + 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC

6.31. Em 09/05/2022, a Petrobras, por meio da carta AGP 0002/2022 (SEI 2183299), formalizou a proposta, nos termos do estabelecido no processo negocial, e encaminhou a Minuta do Acordo (SEI 2183346).

6.32. Em 07/06/2022, a SPG propôs a Petrobras pequenas alterações na Minuta de Acordo encaminhada, no intuito de deixar mais clara a redação do acordo.

6.33. Em 17/06/2022, a Petrobras aceita as alterações propostas pela SPG, nos termos do SEI 2277308.

6.34. A Minuta do Acordo, contemplando as contribuições da SPG, acatadas pela Petrobras, está disponível no SEI 2277397.

6.35. A Tabela 02 apresenta um resumo sobre o processo de negociação referente ao acordo da PEV de Jubarte.

**Tabela 02:** Resumo da negociação do acordo de Jubarte

Proposta	Assuntos Discutidos	Original (R\$ mi)	Proposta (R\$ mi)	Acordo com Área Técnica?
2019 (Proposta Petrobras)	Auto de Infração	398	33	Não
	Período em aberto	Não apurado	Não apresentada	N/A
Mar/2020 (Proposta Petrobras)	Auto de Infração	398	145	Não
	Período em aberto	Não apurado		Não
Ago/2020 (Avaliação ANP)	Auto de Infração	398	273	Não
	Período em aberto	Não apurado	Não avaliada	N/A
Set/2020 (ANP/Petrobras)	Auto de Infração	398	213	Sim
	Período em aberto	Não apurado	44	Não
Jun/2021 (ANP/Petrobras)	Auto de Infração	398	213	Sim
	Período em aberto	186	186	Sim
	<b>Total</b>	<b>584</b>	<b>399</b>	<b>Sim</b>



6.36. A Tabela 03 apresenta os valores corrigidos do acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial referente à produção de petróleo e gás natural no campo de Jubarte nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015, em função da não atualização da curva PEV da corrente, atualizados pela Portaria ANP nº 234/2003, que serão distribuídos aos beneficiários legais, nos termos da legislação vigente.

**Tabela 03:** Valores do acordo atualizados pela Portaria ANP nº 234/2003 (R\$ milhões)

	Principal	Juros	Multa	Total
Royalties	152	107	30	289
Participação Especial	247	163	50	460
Acordo	399	270	80	749

OBS: Valores atualizado até mar/2022. Devem ser atualizados até a assinatura do acordo.

6.37. Os valores do acordo apresentados na Tabela acima serão pagos 35% à vista e o restante em 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC.

6.38. Por fim, o Auto de Infração nº 762-000-1633-434761, pela prestação de informações inverídicas pela Petrobras, com multa no valor de R\$ 1.000.000,00, no âmbito conciliatório para encerramento das controvérsias, não teve os valores desta multa inseridos no acordo, conforme justificativas apresentadas no próximo capítulo.

6.39. Em face do exposto, tendo em vista a busca por um valor conciliatório, sem deixar de manter a coerência com a realidade dos fatos, entendendo que essa proposta resguarda os interesses dos entes federativos beneficiários, a SPG considerou que seria importante apresentar a proposta para deliberação da Diretoria Colegiada da ANP, no intuito que seja colocada em Consulta e Audiência Pública.

## **7. JUSTIFICATIVAS TÉCNICAS PARA PROPOSTA DE ACORDO QUE SERÁ SUBMETIDA PARA DELIBERAÇÃO DA DIRETORIA-COLEGIADA**

7.1. Esta seção apresenta os principais pontos da minuta de acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial referente à produção de petróleo e gás natural no campo de Jubarte nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015, em função da não atualização da curva PEV da corrente pela Petróleo Brasileiro S.A, para deliberação da Diretoria Colegiada da ANP referente à Consulta e Audiência Pública.

7.2. A minuta do acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial de Jubarte, em função da não atualização da curva PEV, está disponível no documento SEI 2277397.

### **7.1 – DO RECÁLCULO DOS VALORES DEVIDOS DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL DE AGO/09 A FEV/11 e DEZ/12 A FEV/14 (AI Nº 762-000-1633-434760)**

7.3. O Auto de Infração nº 762-000-1633-434760, de 25/02/2016, teve como objeto a cobrança retroativa de royalties e participação especial no valor principal de R\$ 398.035.443,83, referente à produção de petróleo e gás natural oriundos do campo de Jubarte de agosto de 2009 e a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2014, em função do descumprimento pela Petrobras, para a Corrente Jubarte, da obrigação prevista na Portaria ANP nº 206/2000, art. 4º, §1º (devendo ser atualizado nos termos do art. 11 da Portaria ANP 234/2003).

7.4. A Portaria ANP nº 206/2000, art. 4º, §1º, não previa expressamente a necessidade de atualização das especificações técnicas e características físico-químicas das correntes de petróleo ao longo do ano. Assim, restava certa controvérsia sobre esse assunto.

7.5. Já a Resolução ANP nº 703/2017 incorporou expressamente critérios para atualização das curvas PEV das correntes ao longo do ano.

7.6. Como tentativa para construção um acordo consensual para encerrar as controvérsias, considerando a falta de previsão expressa na Portaria ANP nº 206/2000, a ANP considerou justificável tecnicamente a utilização da Resolução ANP nº 703/2017 para amparar os termos do Acordo.

7.7. A utilização da Resolução ANP nº 703/2017 permitiu reconsiderar o período de cobrança estabelecido no Auto de Infração, na busca por um valor conciliatório que possa resguardar os interesses dos entes federativos beneficiários e ser coerente do ponto de vista técnico.

7.8. Adicionalmente, no âmbito do acordo, também foi aplicado, para os períodos de cobrança, os maiores preços da bacia, conforme art. 8º da Resolução ANP nº 703/2017, que estabelece os preços de referência do petróleo quando não forem atualizadas as especificações técnicas.

7.9. Também foi garantido que os royalties e participações especiais adicionais decorrentes do recálculo serão acrescidos juros e multa de mora, conforme determina o Art. 11 da Portaria ANP 234/2003.

7.10. Assim, considerando as regras estabelecidas na Resolução ANP nº 703/2017, o maior preço da bacia, o período de abr/10 a mai/10, jul/10 a fev/11 e jul/13 a fev/14, os novos valores recalculados de royalties e a participação especial para o acordo são de R\$ 213 milhões, que serão acrescidos juros e multa de mora conforme Portaria ANP 234/2003.

## 7.2 - DO RECÁLCULO DOS VALORES DEVIDOS DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL DE MAR/14 A FEV/15 (PERÍODO EM ABERTO)

7.11. As partes entenderam que o acordo só teria sentido se fossem resolvidas todas as controvérsias para o período, ou seja, ao período apurado no Auto de Infração e o período em aberto de março/2014 a fevereiro/2015.

7.12. Assim, no âmbito de um acordo consensual, decidiu-se recalcular os royalties e a participação especial, para esse período em aberto de março/2014 a fevereiro/2015, adotando os critérios estabelecidos na Resolução ANP nº 703/2017.

7.13. Destaca-se ainda que, em 11/08/2014, a Petrobras encaminhou, por meio da Carta E&P-CORP 0151/2014, o Relatório de Avaliação do Petróleo da Corrente de Jubarte, elaborado em Julho de 2014, com o objetivo de apresentar os resultados da simulação da qualidade e da curva PEV do petróleo da corrente de Jubarte.

7.14. Por esse motivo, na tentativa de uma solução conciliatória, a ANP chegou ao seguinte entendimento técnico quanto a precificação do petróleo:

I - de mar/14 a jun/14, maior preço da bacia, tendo em vista que a empresa não atualizou a Curva PEV em fevereiro/2014 e em continuidade do critério empregado para o 2º período do Auto de Infração;

II - de jul/14 a fev/15, PEV simulada, segundo Relatório de Avaliação do Petróleo da Corrente de Jubarte, elaborado em julho de 2014, encaminhado pela Petrobras pela Carta E&P CORP 151/2014, que embora rejeitado pela ANP, se mostrou com API similar ao posteriormente apurado na coleta de amostra realizada com acompanhamento da ANP.

7.15. Esses valores de royalties e participação especial recalculados na tentativa de acordo, para o período de mar/14 a fev/15, considerando a Resolução ANP nº 703/2017, o maior preço da bacia para o período de mar/14 a jun/14 e aplicada a curva PEV para o período de jul/14 a fev/15, chegaram ao montante principal de R\$ 186 milhões, que serão acrescidos juros e multa de mora conforme Portaria ANP 234/2003.

7.16. Ressalte-se, mais uma vez, que a Resolução ANP nº 703/2017, amplamente utilizada para construção do acordo, foi substituída pela Resolução ANP nº 874/2022, sem qualquer alteração de mérito.

7.17. Assim, essa alteração em nada interfere no acordo que foi construído.

## 7.3 – DA MULTA PELA PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÕES INVERÍDICAS ( AI Nº 762-000-1633-434761)

7.18. O ANP lavrou o Auto de Infração nº 762-000-1633-434761 pela prestação de informações inverídicas pela Petrobras referentes à atualização das características da corrente de petróleo Jubarte nos anos de 2010, 2013, 2014 e 2015. A multa aplicada no âmbito do auto de infração foi de R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais)

7.19. Considerando que: (i) que o auto faz parte de litígios judiciais; (ii) o recálculo dos valores apurados de royalties e participação especial; (iii) a reconsideração dos períodos de cobrança, e (iv) os valores da multa não são distribuídos aos Estados e Municípios beneficiários, no âmbito conciliatório de um acordo para encerramento das controvérsias, convencionou-se que os valores desta multa não deveriam ser inseridos no âmbito do acordo.

## 7.4 – RESUMO DOS VALORES PACTUADOS NA MINUTA DE ACORDO

7.20. A Tabela 04 apresenta os valores corrigidos do acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial referente à produção de petróleo e gás natural no campo de Jubarte nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015, em função da não atualização da curva PEV da corrente, atualizados pela Portaria ANP nº 234/2003, que serão distribuídos aos beneficiários legais.

**Tabela 04:** Valores do acordo atualizados pela Portaria ANP nº 234/2003 (R\$ milhões)

	Principal	Juros	Multa	Total
Royalties	152	107	30	289
Participação Especial	247	163	50	460
Acordo	399	270	80	749

OBS: Valores atualizado até mar/2022. Devem ser atualizados até a assinatura do acordo.

7.21. Os valores do acordo apresentados na Tabela acima serão pagos 35% à vista e o restante em 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC.

## 8. DA DISTRIBUIÇÃO DOS VALORES DO ACORDO AOS BENEFICIÁRIOS DOS ROYALTIES E DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

8.1. Os recursos de royalties e participação especial no âmbito desse acordo de Jubarte serão destinados aos beneficiários legais (União, estados e municípios) nos termos da legislação vigente.

8.2. A seguir são apresentados, resumidamente, os critérios para a distribuição desses recursos considerando o campo de Jubarte (regime de concessão e produção marítima) e os valores que os principais beneficiários irão receber.

### 8.1. DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES DO ACORDO

8.3. Os royalties do petróleo e gás natural tem base constitucional no parágrafo primeiro do artigo 20 (CF/88), estabelecido nos seguintes termos:

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

8.4. Desta forma, os royalties são uma compensação financeira devida pelas empresas à União, estados e municípios, em função da exploração e produção de petróleo e gás natural no território nacional.

8.5. A legislação que rege a matéria é bastante extensa e complexa, abrangendo vários critérios e alíquotas estabelecidas em diversas leis, decretos, portarias e resoluções. As principais normas são a Lei nº 9.478/97, regulamentada pelo Decreto nº 2.705/98, e a Lei n.º 7.990/89, regulamentada pelo Decreto n.º 1/91.

8.6. A tabela 05, de forma resumida, apresenta como se dá a distribuição de royalties atualmente para os campos marítimos do regime de concessão.

**Tabela 05:** Critérios e percentuais de distribuição dos royalties.

Origem	Regime	Parcela	Beneficiário	%
Mar	Concessão	5%	Estados Confrontantes	30,0%
			Municípios Confrontantes e Áreas Geoeconômicas	30,0%
			Municípios com IEDs	10,0%
			Fundo Especial (Estados e Municípios)	10,0%
			União	20,0%
		> 5%	Estados Confrontantes	22,5%
			Municípios Confrontantes	22,5%
			Municípios Afetados por IEDs	7,5%
			Fundo Especial (Estados e Municípios)	7,5%
			União	40,0%

8.7. A Tabela 06 apresenta os valores de royalties que serão distribuídos, nos termos da legislação vigente, aos principais entes beneficiários do valor total de royalties do acordo de R\$ 289.865.412,31 (atualizados com juros e multa).

8.8. Destaca-se que o campo de marítimo de Jubarte era confrontante com o estado do Espírito Santo (100%) e os municípios de Itapemirim-ES (44,52%), Maratáizes-ES (6,38%) e Presidente Kennedy-ES (49,12%) no período abrangido pela minuta de Acordo.

**Tabela 06:** Valores totais de royalties do acordo de Jubarte por ente beneficiário (R\$)

Beneficiários	Valor (R\$)
União	86.959.623,69
Espírito Santo	76.089.670,73
Itapemirim-ES*	14.519.050,52
Maratáizes-ES*	2.072.584,80
Presidente Kennedy-ES*	16.018.223,56
Municípios com IED**	25.363.223,58
Municípios da ZPP e ZL-ES**	43.479.811,85
Fundo Especial***	25.363.223,58
<b>Total</b>	<b>289.865.412,31</b>

\* Deve-se somar a esses valores as parcelas de Municípios com IED e Municípios da ZPP e ZL-ES

\*\* Serão apurados após a assinatura do acordo

\*\*\* Distribuídos para todos os estados e municípios brasileiros. Essa distribuição não é realizada pela ANP

8.9. Por fim, reforçamos que os valores do acordo apresentados na Tabela acima representam o total que os entes beneficiários têm a receber. Esses montantes serão repassados 35% à vista e o restante em 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC.

## 8.2. DISTRIBUIÇÃO DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL DO ACORDO

8.10. A participação especial é a compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários que exploram campos com grande volume de produção e/ou grande rentabilidade.

8.11. A participação especial é distribuída aos beneficiários conforme percentuais da tabela 07.

**Tabela 07:** Percentuais de distribuição da participação especial.

Beneficiários	Concessão
União	50,0%
Estados	40,0%
Municípios	10,0%

8.12. A Tabela 08 apresenta os valores de participação especial que serão distribuídos a cada ente beneficiário do valor total de PE do acordo de R\$ 459.720.782,11 (atualizados com juros e multa), considerando que o campo de marítimo de Jubarte era confrontante com o estado do Espírito Santo (100%) e os municípios de Itapemirim-ES (44,52%), Marataízes-ES (6,38%) e Presidente Kennedy-ES (49,12%) no período do acordo.

**Tabela 08:** Valores totais de participação especial do acordo de Jubarte por beneficiário (R\$)

Beneficiários	Valor (R\$)
União	229.860.391,06
Espírito Santo	183.888.312,84
Itapemirim-ES	20.468.378,24
Marataízes-ES	2.921.847,37
Presidente Kennedy-ES	22.581.852,59
<b>Total</b>	<b>459.720.782,11</b>

8.13. Novamente, ressaltamos que esses montantes correspondem ao valor total de participação especial e que, em caso de acordo, serão repassados 35% à vista e o restante em 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC.

## 8.3. RESUMO DA DISTRIBUIÇÃO DO ACORDO

8.14. A Tabela 09 apresenta os valores totais de royalties e participação especial que serão distribuídos a cada ente beneficiário do valor total do acordo de R\$ 749.586.194,42 (atualizados com juros e multa).

**Tabela 09:** Valores totais de royalties e participação especial do acordo de Jubarte (R\$)

Beneficiários	Royalties (R\$)	PE (R\$)	Total
União	86.959.623,69	229.860.391,06	316.820.014,75
Espírito Santo	76.089.670,73	183.888.312,84	259.977.983,58
Itapemirim-ES*	14.519.050,52	20.468.378,24	34.987.428,76
Marataízes-ES*	2.072.584,80	2.921.847,37	4.994.432,18
Presidente Kennedy-ES*	16.018.223,56	22.581.852,59	38.600.076,16
Municípios com IED**	25.363.223,58	0,00	25.363.223,58
Municípios da ZPP e ZL-ES**	43.479.811,85	0,00	43.479.811,85
Fundo Especial***	25.363.223,58	0,00	25.363.223,58
<b>Total</b>	<b>289.865.412,31</b>	<b>459.720.782,11</b>	<b>749.586.194,42</b>

\* Deve-se somar a esses valores as parcelas de royalties dos Municípios com IED e Municípios da ZPP e ZL-ES

\*\* Serão apurados após a assinatura do acordo

\*\*\* Distribuídos para todos os estados e municípios brasileiros. Essa distribuição não é realizada pela ANP.

8.15. Esses montantes serão repassados 35% à vista e o restante em 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC.

8.16. Por fim, para fins de distribuição, ressaltamos que os valores do acordo devem ser pagos pela Petrobras por meio de Documento de Arrecadação de Receitas Federais – DARF.

## 9. DA CONSULTA E AUDIÊNCIA PÚBLICA

9.1. Tendo em vista que o encerramento das controvérsias envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial sobre a produção de petróleo e gás natural do campo de Jubarte tem impacto econômico para os estados e municípios beneficiários, e considerando o princípio da transparência, recomendamos que a minuta do acordo seja submetida a Consulta e Audiência Públicas.

9.2. Nos termos do Art. 37 da Portaria ANP nº 265/2020 (Regimento Interno) e da Lei 13.848/2019, a Consulta Pública deve ser realizada pelo prazo mínimo de 45 (quarenta e cinco) dias.

9.3. Assim, recomendamos a aprovação de realização de audiência pública, precedida de consulta pública, pelo período de 45 dias, sobre a minuta de acordo da PEV de Jubarte.

## 10. DAS CONSIDERAÇÕES FINAIS

10.1. Em face do exposto, na busca por um valor conciliatório, sem deixar de manter a coerência com a realidade dos fatos e a legislação aplicável, entendendo que a proposta resguarda os interesses dos entes federativos beneficiários, submetemos a minuta do acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial do campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015, em função da não atualização da curva PEV, para apreciação da Diretoria Colegiada da ANP, após devida avaliação pela Procuradoria Federal, com objetivo de submeter à Consulta Pública, pelo período de 45 dias, e posterior Audiência Pública.

10.2. A minuta do acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o recolhimento de royalties e participação especial referente à produção de petróleo e gás natural do campo de Jubarte está disponível no documento SEI 2277397.



Documento assinado eletronicamente por **RONEY AFONSO POYARES, Coordenador de Preços e Outras Participações**, em 01/07/2022, às 08:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS, Superintendente**, em 01/07/2022, às 10:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.anp.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **2277922** e o código CRC **C99AD2B6**.