

ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO
PROCURADORIA-GERAL FEDERAL
PROCURADORIA FEDERAL JUNTO À AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

PARECER Nº 658/2015/PF-ANP/PGF/AGU

PROCESSO: 48610.006721/2014-85, 48610.006335/2014 – 93, 48610.012589/2014 - 41

REF: Proposta de Ação nº 927/2015

INTERESSADO: Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP)

ASSUNTO: Revitalização e Planos de Desenvolvimento dos Campos de Marlim e Voador. Prorrogação dos Contratos de Concessão.

CAMPO DE MARLIM E CAMPO DE VOADOR. PLEITO DE PRORROGAÇÃO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO. CAMPOS LOCALIZADOS NA ÁREA DO PRÉ-SAL. REVISÃO DOS PLANOS DE DESENOVLVIMENTO. REVITALIZAÇÃO. LEGALIDADE DAS RECOMENDAÇÕES DA SDP. ALTERAÇÃO DE PERCENTUAL DE ROYALTIES DO CAMPO DE VOADOR DEPENDE DA CONCORDÂNCIA DO CONCESSIONÁRIO.

Senhor Procurador-Geral da ANP,

1. Trata-se de Proposta de Ação (PA) iniciada pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP e encaminhada a esta Procuradoria Federal junto à Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustível – ANP com recomendação à Diretoria Colegiada para: (i) aprovar a revisão I do Plano de Desenvolvimento do Campo de Marlim e o Plano de Desenvolvimento do Campo de Voador, que contém o Projeto de Revitalização dos Campos, nos termos da cláusula 9.4 do Contrato de Concessão, determinando-se o cumprimento das exigências contidas na Nota Técnica nº 0168/2015/SDP; (ii) recomendar ao Ministério de Minas e Energia - MME a prorrogação da Fase de Produção dos Campos de Marlim e Voador, localizados no polígono do pré-sal, até 2041, considerando a sua competência para a outorga dos direitos de exploração e produção na Área do Pré-sal, prevista no art. 10 da Lei n.º 12.351/2010, tudo mediante atendimento das condicionantes expostas tanto no Fluxo Eletrônico, como nas Notas Técnicas nº 168/2015/SDP (fls. 86 a 179, do processo 48610.006721/2015-85) e Nota Técnica nº 210/2015/SDP (fls. 183 a 217, do processo 48610.006721/2015-85).

2. A SDP encaminha os processos administrativos mencionados a esta Procuradoria Federal para manifestação quanto aos aspectos jurídicos envolvidos na análise do pleito, especificamente a legalidade de exigir a ausência de litígio judicial para prorrogação contratual, a possibilidade de prorrogar Contrato de Concessão de campo localizado no chamado “polígono do pré-sal”, e a legalidade de alteração da alíquota de royalties incidente sobre a produção do Campo de Voador.

3. Conforme relato da SDP, o processo administrativo nº 48610.006721/2014-85 tem como objeto o pleito de prorrogação do Contrato de Concessão do Campo de Marlim e Voador, enquanto que os processos administrativos nº 48610.012589/2014 e nº 48610.006335/2014 – 93 têm como objeto as revisões dos Planos de Desenvolvimento (PD) dos Campos de Marlim e Voador, respectivamente.

4. Em 04/06/2014, a empresa Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) protocolou junto à ANP, a Carta E&P-CORP 0108/2014 e anexos (fls. 4/08 do processo administrativo nº 48610.006721/2014-85, ao qual se referem as folhas citadas a partir deste ponto), na qual pleiteia a prorrogação da Fase de Produção do Campo de Marlim, de modo a conferir maior segurança jurídica às decisões sobre investimentos, evitando, assim, a descontinuidade operacional do Campo.

5. A ANP emitiu os Ofícios nº 876/2014/SDP (fls. 10/11), nº 94/2014/DG-ANP (fls. 12/16), nº 1120/2014/SDP (fls. 27/30), nº 1741/2014/SDP (fls. 82/83), nº 044/2015/SDP (fl. 78/80), respondidos pela PETROBRAS através da Carta E&P-CORP 0139/2014 (fls. 21/22), E&P-CORP 0142/2014 (fls. 24/26), E&P-CORP 0161/2014 (fl. 32), E&P-CORP 0236/2014 (fl. 34/62), E&P-CORP 0252/2014 (fls. 64/76).

6. A SDP exarou a Nota Técnica nº 0168/2015/SDP (fls. 86/179), na qual realiza análise técnica conjunta da revisão do PD do Campo de Marlim e do Campo de Voador, e a Nota Técnica nº 0210/2015/SDP (fls. 183/217), que contém a análise técnica quanto ao pleito de prorrogação dos Contratos de Concessão dos Campos de Marlim e Voador.

7. Em suma, a SDP conclui pela possibilidade de prorrogação dos Contratos de Concessão, e o faz mediante análise técnico-econômica das condições dos Campos de Marlim e Voador. Entende a área técnica que os contratos devem ser prorrogados por 20 (vinte) anos, até 2041, considerando a vida útil das unidades de produção previstas no projeto de revitalização dos Campos. Apresenta,

porém, condicionantes à prorrogação, que devem ser observadas pela PETROBRAS, e entende que o fato de os Campos localizarem-se na Área do Pré-sal não impede a prorrogação, posto que as áreas “não se tratam de novo paradigma de E&P preconizado na exposição de motivos [E.M.I. nº 038 - MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL, de 31/08/2009, que resultou na publicação da Lei nº 12.351/2010]”, pois “as zonas de produção encontram-se predominantemente no horizonte estratigráfico do pós-sal, sendo o pré-sal apenas 2% do volume original *in place* no campo. (...) trata-se de revitalização de campos maduros, (...)”.

8. Recomenda, em acréscimo, seja alterado para 10% o percentual de *royalties* devido sobre a produção do Campo de Voador, sob a justificativa de ser o Campo maduro, atualmente, não há riscos geológicos, expectativa de produção ou outros fatores que motivem a manutenção do percentual de *royalties* em 8,2%.

É O RELATÓRIO. PASSO À ANÁLISE.

DA POSSIBILIDADE DE PRORROGAÇÃO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

9. A possibilidade de prorrogação dos Contratos de Concessão foi analisada por esta Procuradoria Federal através do Parecer nº 110/2012/PF-ANP/PGF/AGU. Na oportunidade, concluiu-se que vedar a prorrogação da Fase de Produção, e do Contrato de Concessão, conseqüentemente, seria estimular a produção predatória dos Reservatórios. Confira-se trecho do parecer referido:

“14. Do mesmo modo, a omissão legal quanto à possibilidade de prorrogação da Fase de Produção esbarraria em princípios caros ao direito do petróleo, como os positivados no “caput” do art. 1º, no inciso IX do art. 8º e nos incisos I e VI do art. 44, todos da Lei nº 9.478/1997, que preconizam que a exploração dos recursos energéticos brasileiros obrigatoriamente se dará de forma racional, conservativa e sustentável, dirigida, portanto, a alcançar o objetivo constitucional de um desenvolvimento nacional equilibrado, nos termos do § 1º do art. 174 da Constituição Federal.

“15. A vedação à prorrogação da Fase de Produção, mesmo quando as Melhores Práticas da Indústria assim o indiquem, constituiria um incentivo à produção depredatória dos Reservatórios petrolíferos, prática repudiada por nossa legislação e pela “Lex petrolea”.

“16. Assim, a interpretação mais aceitável, na minha percepção, é a de que o legislador optou por deixar ao encargo do órgão detentor do poder concedente (a ANP) a estipulação tanto do prazo, quanto

das condições de prorrogação (e redução) da Fase de Produção dos Contratos de Concessão.

“17. Nessa linha o posicionamento de José Alberto Bucheb (Direito do Petróleo: a regulação das atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2007, pp. 64/65):

“Nenhum dispositivo da Lei do Petróleo, entretanto, faz menção expressa à possibilidade de extensão da fase de produção. Não obstante, coerentemente com princípio estabelecido no ‘caput’ do art. 26 da Lei do Petróleo – que estabelece a obrigação de o concessionário produzir petróleo em caso de êxito, ou seja, na hipótese de ocorrência de descoberta comercial como resultado da execução das atividades de exploração – a ANP estabelece no Contrato de Concessão a possibilidade de extensão da fase de produção a pedido do concessionário ou, alternativamente, por solicitação da agência dirigida ao concessionário, que somente poderá recusá-la justificadamente. A AUSÊNCIA DA POSSIBILIDADE DE EXTENSÃO DA FASE DE PRODUÇÃO PODERIA TER COMO RESULTADO O INCENTIVO À MAXIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO E, CONSEQUENTEMENTE, DE PRÁTICAS PREDATÓRIAS, em desacordo com os princípios do cumprimento das boas práticas de conservação do petróleo (art. 8º, IX), da conservação dos reservatórios (art. 44, I) e da adoção das técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas (art. 44, VI).” (Destaquei).

“18. Ademais, quando o legislador pretendeu fixar um limite temporal improrrogável para a Fase de Produção, o fez de forma expressa: a Lei nº 12.351/2010, que instituiu o regime de Partilha de Produção em Áreas do Pré-Sal e em Áreas Estratégicas, prevê como cláusula essencial do Contrato de Partilha da Produção (inciso XIX do art. 29) a que limita sua vigência (incluindo ambas as Fases de Exploração e de Produção) a trinta e cinco anos.

(...)

“29. Emanada das disposições supra reproduzidas que a prorrogação da Fase de Produção (e também sua redução, conforme a letra do parágrafo 8.5 do mesmo instrumento contratual) não exige qualquer requisito específico, a não ser a anuência da parte a quem dirigida a solicitação de extensão (Concessionário ou ANP), sendo que eventual recusa deverá ser MOTIVADA.

“30. Diviso, portanto, que, contratualmente, a Fase de Produção dos Contratos de Concessão é prorrogável por natureza. E, para que tal prolongamento não se concretize, é imprescindível que a contraparte manifeste, DE FORMA JUSTIFICADA, sua oposição à solicitação.

“31. Corroborando a conclusão acima, atente-se para o fato de os dispositivos supratranscritos NÃO reclamarem motivação por parte da ANP na hipótese de aceitação do pedido de prorrogação por parte do Concessionário. Aliás, tal anuência pode ser tácita, nos termos do transcrito parágrafo 8.2.2. Na minha compreensão, o fato de o Contrato de Concessão exigir motivação do órgão regulador para recusar solicitação de prorrogação da Fase de Produção e não o fazê-lo quando da anuência, demonstra que a regra, em se tratando de Fase de Produção, é a prorrogabilidade, sendo a recusa a exceção.

10. Comungo integralmente do entendimento exarado no citado Parecer. A possibilidade de prorrogação da Fase de Produção está prevista nos Contratos de Concessão, deve ser analisada à luz do interesse público, mas a negativa ao pleito de prorrogação, com a conseqüente extinção do Contrato de Concessão, requer motivação robusta. Confira-se:

Duração

8.1 A Fase de Produção, com relação a cada Campo, começará na data da entrega, pelo Concessionário à ANP, da Declaração de Comercialidade a ele aplicável, nos termos da Cláusula Sétima, e terá a duração de 27 (vinte e sete) anos, podendo ser reduzida ou prorrogada, segundo o disposto nos parágrafos 8.2, 8.3 e 8.5.

(...)

Prorrogação pelo Concessionário

8.2 O Concessionário poderá pleitear a prorrogação do prazo estabelecido no parágrafo 8.1, devendo para tanto encaminhar, com antecedência mínima de 12 (doze) meses do término desse prazo, solicitação por escrito à ANP, devidamente acompanhada de relatório técnico-econômico, do qual constarão o prazo de extensão pleiteado, as previsões de produção, as operações e serviços a serem executados e os investimentos a serem feitos, se for este o caso, e, ainda, os custos operacionais esperados, e todos os demais elementos usualmente apresentados em tais relatórios.

Prorrogação pela ANP

8.3 A ANP poderá, mediante notificação por escrito feita com uma antecedência mínima de 8 (oito) meses do término do prazo estabelecido no parágrafo 8.1, solicitar ao Concessionário que prossiga com a operação do Campo pelo tempo adicional que a ANP julgar conveniente, com a conseqüente prorrogação deste Contrato. A solicitação da ANP não será injustificadamente recusada pelo Concessionário, ficando porém entendido que este não será obrigado a prosseguir com a operação em condições que, a seu exclusivo critério, lhe sejam antieconômicas.

8.3.1 A falta de resposta do Concessionário, no prazo de 3 (três) meses contados a partir da data da solicitação da ANP, será considerada como aceitação pelo Concessionário da proposta da ANP

11. Dito de outra forma, a ANP não encontra fundamento legal ou contratual para indeferir imotivadamente a prorrogação da Fase de Produção dos Contratos e Concessão. Haveria, em tese, fundamento para a extinção do Contrato de Concessão se o Concessionário deixasse de cumprir obrigação contratual, como por exemplo, não se comprometesse com o melhor aproveitamento da Jazida, não implementasse o plano de revitalização eventualmente necessário para seu maior e melhor aproveitamento, tudo em atendimento ao “caput” do art. 1º, no inciso IX do art. 8º e nos incisos I e VI do art. 44, todos da Lei nº 9.478/1997. Não parece ser esta a situação descrita neste processo administrativo.

POSSIBILIDADE DE PRORROGAÇÃO DA FASE DE PRODUÇÃO DE CAMPO SITUADO NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL E SOB REGIME DE CONCESSÃO. DA NECESSIDADE DE MANIFESTAÇÃO DO MME.

12. No Parecer nº 110/2002/PF-ANP/PGF/AGU, o Procurador Federal Dr. Olavo David também enfrentou a questão da prorrogação da Fase de Produção dos Contratos de Concessão quando o Campo localiza-se na Área do Pré-sal, considerando que a exploração e produção de petróleo e gás natural nestas áreas submete-se ao regime de partilha da produção.

13. Nos termos do Parecer referido, devidamente aprovado pelo Procurador Geral da ANP, restou expresso ser da “tradição brasileira a preservação dos contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural à revelia da implantação de um novo modelo regulatório”, bem como o respeito aos Contratos de Concessão firmados antes do advento da Lei nº 12.351/10, como ato jurídico perfeito que são. Registrou o parecerista: “o advento da Lei 12.351/2010 e dos demais marcos legais do Pré-Sal não implicou alteração nos Contratos de Concessão então vigentes, INCLUSIVE NAQUELES COM BLOCOS SITUADOS INTERIORMENTE AO POLÍGONO DO PRÉ-SAL” e que “todas as cláusulas dos Contratos de Concessão foram preservadas, independentemente de a Área de Concessão localizar-se dentro ou fora do Polígono do Pré-Sal”.

14. Decerto, a constatação também é válida para as disposições da Cláusula Oitava dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão da denominada Rodada Zero, que tratam da extensão da Fase de Produção dos ditos Contratos. Dá-

se à ao pleito ora analisado o mesmo enfoque, ou seja, de que não há vedação em prorrogar tais contratos ainda que estejam os Campos localizados em área atualmente delimitada como Área do Pré-sal, definida no art. 2º, inciso IV da Lei nº 12.351/10:

“Região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.”

15. No entanto, considerando a localização dos Campos de Marlim e Voador na Área do Pré-sal, impõe-se considerar o entendimento do MME sobre o tema. Vejamos por quê.

16. O papel do MME no que diz respeito aos contratos de partilha da produção ao qual se submetem as Áreas Pré-sal está delimitado na Lei nº 12.351/2012, da qual, para a presente análise, transcrevem-se os seguintes artigos:

“Art. 7º Previamente à contratação sob o regime de partilha de produção, o Ministério de Minas e Energia, diretamente ou por meio da ANP, poderá promover a avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas.

“Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

(...)

“Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

17. Em assim sendo, não há como sustentar que os Contratos de Concessão de Campos cujas áreas, atualmente, encontram-se inseridos na chamada Área do Pré-sal possam ser prorrogados por decisão exclusiva da ANP.

18. Entendo que as áreas dos Campos nessas condições devem, para fins de prorrogação do respectivo Contrato de Concessão ou para futura licitação, submeter-se à avaliação do MME quanto ao seu potencial, de modo a ser avaliada a melhor forma de aproveitamento do petróleo e gás natural dela advindo, no que se refere ao regime de contratação. À ANP cabe subsidiar o MME com estudos técnicos; ao MME cabe decidir quanto à prorrogação ou à futura licitação. Eventual decisão por licitar a área implicará na necessidade de indeferir a prorrogação do Contrato de Concessão, decisão que deve ser robustamente motivada.

DO CAMPO DE MARLIM E VOADOR. DA ANÁLISE TÉCNICA. DA MOTIVAÇÃO PARA RECOMENDAR A PRORROGAÇÃO.

19. Restou estabelecido no Parecer nº 110/2012, parágrafo 40, que: “Nos casos concretos, Pareceres Técnicos das áreas afins (Superintendências de Desenvolvimento da Produção, de Exploração e de Participações Governamentais, entre outras) deverão ensejar à Diretoria Colegiada a motivação para o exercício de seu poder discricionário QUANDO DA AVALIAÇÃO DAS RAZÕES TÉCNICO-ECONÔMICAS QUE MOTIVARAM O CONCESSIONÁRIO A DEMANDAR A EXTENSÃO DA FASE DE PRODUÇÃO”.

20. *In casu*, os Contratos de Concessão dos Campos de Marlim e Voador foram firmados quando da chamada Rodada Zero, em 1998. Conforme atesta a SDP, as prorrogações estão sendo pleiteadas pelo Concessionário dentro do prazo de antecedência de 10 (dez) anos fixado no Contrato de Concessão; e (ii) a Nota Técnica nº 0210/2015/SDP (fls. 183/217) e a Nota Técnica SDP nº 044/2015 (fls. 1120/11/27 do processo administrativo 48610.006335/2014-93) atendem à recomendação da Procuradoria Federal contida no Parecer nº 110/2012/PF-ANP/PGF/AGU. Vejamos.

21. A PETROBRAS apresentou um projeto de revitalização no bojo da revisão do Plano de Desenvolvimento de Marlim (Carta UO-BC 1016/2014), como forma de “*promover a continuidade da produção do campo, para um prazo superior ao previsto contratualmente*”, e, na Carta E&P-CORP nº 0108/2014, solicita a prorrogação do Contrato de Concessão do Campo de Marlim.

22. O projeto de revitalização apresentado prevê a substituição das nove unidades estacionárias de produção (UEPs) do Campo de Marlim por duas FPSOs (UEP-1 na Área Norte e UEP-2 na Área Sul do Campo de Marlim), a revitalização da malha de drenagem e alteração no sistema de produção instalado, com perfuração

de 10 (dez) novos poços e remanejamento de poços produtores e injetores. No Campo de Voador, a PETROBRAS prevê o retorno da produção dos reservatórios como *tie back* de um dos módulos de produção previstos no projeto de revitalização do Campo de Marlim. Projeto de revitalização simplificado consta na figura 4.1.b, à fl. 12 da Nota Técnica nº 0210/2015/SDP.

23. A SDP relata que, ao aprovar o Plano de Desenvolvimento de Marlim, apontou a urgência da implantação de um plano de revitalização do Campo para permitir a produção das reservas remanescentes. Avalia, na Nota Técnica nº 0210/2015/SDP, que as unidades estacionárias de produção (UEP) em atividade no Campo estão no limite de suas capacidades ou atingindo este limite em breve; há previsão de acréscimo na produção de água, mas a capacidade instalada das UEPs para tratamento de água e de processamento de líquidos é limitada; o aumento do BSW (*basic sediment water*) dos poços exige maior dedicação das máquinas de compressão de *gas lift*, e, atualmente, há sobrecarga no sistema de compressão das UEPs, resultando em queimas extraordinárias de gás; a mudança de comportamento do H₂S tem provocado maior nível de desgaste, aumento da taxa de falhas e maior tempo de manutenção nos equipamentos, o que traz gargalos à operação do Campo; a capacidade de injeção de água está limitada, o que compromete a pressão do reservatório e a recuperação dos fluidos.

24. Em suma, a SDP entende que a infraestrutura de exploração das reservas de Marlim está chegando ao limite de operação e tem gerado impacto negativo sobre a produção do Campo, daí a necessidade de um plano de revitalização que garanta a movimentação dos grandes volumes de líquidos e a redução expressiva dos custos de extração, que será da ordem de 46% com a substituição das plataformas atuais.

25. Avalia a SDP que, em termos de volumes a serem produzidos, a implantação do projeto de revitalização apresentado pela PETROBRAS e a consequente prorrogação do Contrato de Concessão permitirá drenar cerca de 900 MMboe até 2041 (1,1 MMboe até 2052 se realizados os investimentos numa segunda revitalização), enquanto o sistema implantado só será capaz de drenar 243,4 MMboe adicionais. À fl. 20 da Nota Técnica nº 0210/2015/SDP, consta tabela detalhada (Tabela 4.2.b) com a expectativa de produção de óleo e gás natural, considerando a revitalização dos Campos de Marlim e Voador.

26. A SDP concorda que os investimentos do projeto de revitalização só se justificariam se deferida a prorrogação dos Contratos de Concessão dos Campos de Marlin e Voador e traz, à fl. 23 da Nota Técnica nº 0210/2015/SDP, a figura 4.2

contendo a VPL acumulado do projeto, deixando claro que, mesmo num cenário de US\$ 50/bbl, o projeto é viável e ainda de alto retorno.

27. Por fim, recomenda a prorrogação dos contratos até 2041, ou seja, pelo prazo de vida útil das unidades de produção, condicionada ao atendimento das recomendações constantes do item 8, II, da Nota Técnica nº 0210/2015/SDP, replicadas no fluxo eletrônico da presente PA. Entende a SDP não ser cabível a prorrogação da Fase de Produção além deste prazo porque há incertezas relacionadas aos investimentos necessários à segunda revitalização, sendo necessário primeiro conhecer as respostas à implantação do projeto de revitalização de Marlim para depois discutir novos redesevolvimentos no Campo.

28. A Superintendência de Participações Governamentais - SPG demonstra na Nota Técnica SDP nº 044/2015, em atenção à Cota nº 53/2015/PF-ANP/PGF/AGU (fls. 1120/1127 do processo administrativo 48610.006335/2014-93), com base nos dados da Nota Técnica nº 168/2015/SDP e a curva de produção do Campo de Marlim apresentada na Carta UO-BC 1016/2014, a possibilidade de incremento em certa de 7,261 bilhões de dólares a título de participação governamental decorrente do aumento da produção do Campo de Marlim por força do projeto de revitalização (5,113 bilhões de dólares em royalties e 2,148 bilhões de dólares em participações especiais) e a prorrogação do Contrato de Concessão.

29. Análise semelhante foi realizada considerando a expectativa de produção do Campo de Voador. Mantida a alíquota em 8,2%, a SPG prevê a arrecadação de US\$ 88,447 e, alterada a alíquota de royalties para 10%, o montante de US\$ 107,863.

30. Como posto acima, as análises das áreas técnicas atendem à recomendação desta Procuradoria Federal, como requisitos para dar prosseguimento ao pleito de prorrogação, e seu encaminhamento ao MME.

DA POSSIBILIDADE DE ALTERAR O PERCENTUAL DE ROYALTIES DEVIDO SOBRE A PRODUÇÃO DO CAMPO DE VOADOR.

31. A análise jurídica quanto a este aspecto requer compatibilização entre a cláusula contratual e a lei. Vejamos:

"Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada

campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

“§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* estabelecido no *caput* deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

Conseqüência da Prorrogação

8.4 Ocorrendo a prorrogação da Fase de Produção, nos termos dos parágrafos 8.2 ou 8.3, continuarão as Partes obrigadas pelos exatos termos e condições deste Contrato, **exceção feita exclusivamente às eventuais modificações acordadas em função e para os propósitos de tal prorrogação.** Ao final desta, serão aplicáveis, *mutatis mutandis*, os referidos parágrafos 8.2 e 8.3, para efeitos de uma eventual nova prorrogação.

32. Segunda a SDP, o Campo de Voador é maduro, e não há riscos geológicos, expectativa de produção ou outros fatores que motivem a manutenção do percentual de *royalties* em 8,2%, que fora autorizado com fundamento no art. 47, §1º.

33. O incremento da participação governamental decorrente da alteração do percentual de *royalties* pode ser levado em conta na avaliação quanto a prorrogação pleiteada. Primeiro, porque o parágrafo 8.4 admite sejam feitas modificações acordadas no contrato e para fins de prorrogação. Segundo, porque esta alteração pode impactar a avaliação e conclusão do MME quanto à vantajosidade da prorrogação versus nova licitação. Terceiro, porque, modificação semelhante é admitida nas prorrogações dos contratos administrativos em geral.

34. Aqui, abre-se um parêntese. A ANP entende ser incabível, nem mesmo subsidiariamente, a aplicação das Leis nº 8.66/93 e 8.987/95 ao procedimento da licitação para contratação de empresas para execução de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, seja devido à falta de previsão na Lei nº 9.478/97 nesse sentido, seja por força do disposto na parte final do art. 36 desta lei. Tal artigo dispõe que as fontes secundárias que regerão a licitação e a contratação de empresas para a execução das atividades mencionadas são as regulamentações expedidas pela ANP e o respectivo edital de licitação.

35. Toshio Mukai afirma, na obra Contrato de Concessão Formulado pela Agência Nacional do Petróleo – Comentários e Sugestões. Revista Trimestral de Direito Público, n. 25, Malheiros, 1999, página 92, que “referidas licitações deverão observar tão só as regras da Lei 9.478/97, podendo os editais, entretanto, se utilizar de qualquer disposição da Lei de Licitações, de forma analógica (e não subsidiária).” É nesse sentido o entendimento do Tribunal de Contas da União e da doutrina específica:

“2. A licitação para concessão dessas atividades segue o disposto na Lei nº 9.478/97, na regulamentação expedida pela ANP e no respectivo edital (arts. 23 e 36 da Lei nº 9.478/97). Da regulamentação expedida pela ANP, destaca-se a Portaria nº 006, de 12/1/1999, que aprovou os procedimentos a serem adotados nas licitações previstas na mencionada Lei”.

“3. Deve ser ressaltado que não se aplicam a essas licitações nem a Lei nº 8.666/93 (a lei geral de licitações) nem a Lei nº 8.987/95 (lei de concessões): o artigo 23 da Lei 9.478/97, já mencionado, dispõe que a licitação para concessão das atividades relativas à petróleo e gás deve obedecer ao disposto nesta Lei. (Plenário do TCU - Decisão nº 493/99, Processo 005.109/1999-0 – 9ª SECEX; Rel. Min. ADHEMAR GHISI; DOU de 13/08/1999)”.

36. Este entendimento não impede, porém, que se socorra da doutrina sobre licitações e contratos, na busca de resposta quanto à possibilidade de alteração proposta pela SDP, por exemplo.

37. O contrato administrativo no direito brasileiro está sob o manto de um conjunto de prerrogativas em prol da Administração, mas que somente pode ser exercidas nos limites da lei. A possibilidade de modificar, unilateralmente, o contrato administrativo, para melhor adequação às finalidades de interesse público com vistas a manter o equilíbrio econômico e limitando-se ao disposto na lei, é uma delas.

38. Nos contratos administrativos, por exemplo, pode a Administração alterar unilateralmente o contrato quando (a) houver modificação do projeto ou das especificações, para melhor adequação técnica aos seus objetivos; ou (b) quando necessária a modificação do valor contratual em decorrência de acréscimo ou diminuição quantitativa de seu objeto, nos limites permitidos por esta Lei. Os acréscimos e supressões estão limitados a 25% (vinte e cinco por cento) do valor inicial do contrato, tudo conforme art. 65, inciso I c/c §1º da Lei nº 8.666/93.

39. Sobre o tema, Celso Antônio Bandeira de Mello assim leciona, na obra Curso de Direito Administrativo, 26ª edição, Malheiros, pg. 621:

“Isso não significa, entretanto, total e ilimitada liberdade para a Administração modificar o projeto ou suas especificações, pena de burla do instrumento da licitação. Estas modificações só se justificam perante circunstâncias específicas verificáveis em casos concretos, quando eventos supervenientes, fatores invulgares, anômalos, desconcertantes de sua previsão inicial, vêm a tornar inalcançável o bom cumprimento do escopo que o animara, sua razão de ser, seu ‘sentido’, a menos que, para satisfatório atendimento do interesse público, se lhe promovam alterações.”

40. A Câmara Permanente de Licitações e Contratos do Departamento de Consultoria da Procuradoria-Geral Federal da Advocacia Geral da União, ao exarar o Parecer nº 04/2013/CPLC/DEPCONSU/PGF/AGU, tratou da possibilidade de alteração de cláusula de contrato administrativo quando circunstâncias excepcionais estranhas à vontade das partes e imprevisíveis ou previsíveis de consequências incalculáveis onerem esse equilíbrio [econômico-financeiro], de modo que seja necessária a revisão das cláusulas econômico-financeiras com vistas ao restabelecimento das condições efetivas da proposta (art. 65, II, d, da Lei nº 8.666/93). Depende, pois, de acordo entre as partes.

41. Voltando-nos ao caso concreto, pode-se entender que, atualmente, a produção de petróleo no Campo de Voador, especificamente, tornou-se menos arriscada, o que configura **circunstância excepcional estranha à vontade das partes e imprevisível ou previsível de consequências incalculáveis**. Com isso, o equilíbrio contratual foi afetado. Hoje, considerando-se a característica do Campo de Voador, não estão mais presentes condições como altos riscos geológicos, baixa expectativas de produção e outros fatores que permitiram, no passado, a fixação do percentual de royalties em 8,2%. Os custos para explorar e produzir na área é menor, ou inexistente, não sendo necessário, atualmente, o estímulo conferido quando da assinatura do Contrato de Concessão. Essa nova situação permite à ANP alterar cláusulas contratuais e prever no aditivo de prorrogação eventualmente a ser firmado, o pagamento de *royalties* no percentual de 10%.

42. No entanto, considerando-se o teor da cláusula 8.4 do Contrato de Concessão, e o paralelo com os contratos administrativos exposto, a alteração do percentual dos royalties depende da concordância do Concessionário.

43. Nada impede, porém, seja levado em consideração, para fins de decidir pela prorrogação ou não da Fase de Produção do Campo de Voador, como elemento econômico, o incremento na arrecadação de royalties ao fixar-se o percentual de 10%. Dito de outra forma, apesar de a alteração contratual, neste aspecto, depender da concordância do Concessionário, nada impede que eventual discordância seja considerada pelo MME ao avaliar o pleito de prorrogação.

DA LEGALIDADE DA EXIGÊNCIA DE AUSÊNCIA DE LITÍGIO JUDICIAL PARA PRORROGAÇÃO CONTRATUAL.

44. Na verdade, a exigência de ausência de litígio judicial acerca de participações governamentais mostra-se relevante na medida em que eventual procedência de pleitos objeto de ações judiciais pode afetar o resultado das análises econômicas da SDP e SPG, que subsidiam a decisão do MME.

45. Não se trata de impedir ou dificultar, com isso, o acesso do Concessionário ao Poder Judiciário. Trata-se, apenas, de delimitar, com maior precisão, as variáveis a serem consideradas na análise do retorno econômico para a União. Afastar os riscos das decisões judiciais que questionam a forma de cálculo ou exigibilidade de participações governamentais reequilibra tal análise.

46. A exigência, no entanto, não pode se estender e atingir toda e qualquer ação judicial. Aquelas que tenham como objeto a anulação de autos de infrações lavrados por infração a normas de medição da produção e segurança operacionais não se sujeitariam à exigência, pois não têm implicação com o montante de participações governamentais esperados. Já as ações que visam discutir diferenças de participações governamentais cobradas como consequência de erro/problemas na medição da produção podem ser inseridas na exigência.

47. A SPG informa que, com relação aos Campos de Marlim e Voador, há discussão judicial acerca de diferenças de participações especial e a multa aplicada pelo não pagamento. Informa o montante da diferença cobrada – R\$ 221.453.034,39, que deve ser acrescido da multa de 50%, e atualizado -, para fins de totalizar o valor discutido judicialmente. Informa, no entanto, que não há como mensurar o impacto de eventual procedência da ação judicial.

CONCLUSÃO

48. Em suma, (i) a prorrogação da Fase de Produção dos Contratos de Concessão é possível e, caso indeferida, deve ser robustamente motivada; (ii)

considerando que os Campos de Marlim e Voador localizam-se em Área do Pré-sal, cabe ao MME, em atenção ao art. 10 da Lei nº 12.351/10, decidir pela prorrogação da Fase de Produção dos contratos; (iii) o processo administrativo contém a análise técnico-econômica necessária para subsidiar a Diretoria Colegiada em sua decisão, estando, portanto, regular e podendo prosseguir para o MME; (iv) não vislumbramos ilegalidade nas condicionantes para a prorrogação da Fase de Produção constantes da Nota Técnica nº 0210/2015/SDP; (v) a alteração do percentual de royalties para 10% deve ser acordada entre as partes, conforme prevê a cláusula 8.4 do Contrato de Concessão firmado, mas eventual discordância pode ser considerada pelo MME quando da decisão que lhe compete, pois tem relação com a avaliação econômica e o interesse público.

49. Recomenda-se incluir cópia da Nota Técnica SDP nº 044/2015 no processo administrativo nº 48610.006721/2014-85.

50. Por todo o exposto, não vislumbro óbices ao acolhimento da recomendação da SDP à Diretoria Colegiada.

Rio de Janeiro, 30 de novembro de 2015.



Tatiana Motta Vieira

Procuradora Federal

Subprocuradora de E&P da PF/ANP

Mat. 1311581



ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO
PROCURADORIA-GERAL FEDERAL
PROCURADORIA FEDERAL JUNTO À AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Despacho n.º 1034/2015/PF-ANP/PGF/AGU.

1. Aprovo integralmente o Parecer nº 658/2015/PF-ANP/PGF/AGU.
2. A prorrogação do contrato pressupõe a existência de interesse na prorrogação da relação jurídica por aditivo que demanda a certificação pela Administração do cumprimento de todas as obrigações pelo concessionário e a adequada execução das atividades. Inclui-se dentre as obrigações o pagamento de participações governamentais.
3. Nestes termos, pode-se concluir que há óbice jurídico à prorrogação do contrato de concessão relativo ao Campo de Marlim, considerando que há resistência da concessionária em pagar corretamente as participações governamentais fiscalizadas pela ANP, tendo submetido a controvérsia ao Poder Judiciário, o que afetará a estabilidade da relação jurídica e a justa participação no resultado da produção de petróleo estabelecido no §1º, do art. 20 da Constituição Federal, conforme resumido abaixo:

3.1 A ANP detectou que, entre dezembro/2004 e novembro/2005, a PETROBRAS alienou à CLEP bens de seus ativos que já estavam em operação em seus campos produtores, pela quantia de R\$ 3.657.274.137,92, tais como: poços, sistemas de coleta de óleo e gás natural, manifolds, linhas umbilicais, parte dos sistemas operacionais de plataformas; todos ativos integrantes do sistema de produção dos seguintes campos: Albacora, Carapeba, Cherne, Espadarte, Marimbá, Marlim, Marlim Sul, Namorado, Pampo e Roncador. Os ativos já estavam em operação, sendo utilizados pela PETROBRAS quando da venda, tanto que sequer foram mobilizados para outros campos.

3.2 Após a alienação, a PETROBRAS passou a pagar à CLEP aluguel pelo uso dos ativos alienados; a ANP observou, ainda, que o valor do aluguel era muito superior ao montante equivalente à depreciação dos bens, caso os ativos não tivessem sido alienados à CLEP, e que é autorizada pela regulação da ANP.

3.3 A CLEP, empresa constituída em 2004, tinha seu capital social original formado por seis fundos de pensão, com participações idênticas de 16,67%: FAPES (BNDES), PETROS, PREVI, VALIA, FUNCEF e Fundo Real

Grandeza (FURNAS). Porém, em dez/2009, a CLEP foi integralmente adquirida pela PETROBRAS. A ANP verificou que a PETROBRAS estava pagando aluguel a ela mesma, com a conseqüente redução do montante de participação especial que deveria pagar à ANP. Em outros termos, a ANP concluiu que a PETROBRAS deduzia o valor do aluguel pago à CLEP do valor bruto da produção, diminuindo, assim, a base de cálculo da Participação Especial.

3.4 A ANP, através da Superintendência de Participações Governamentais (SPG), concluiu que a operação realizada pela PETROBRAS era, na verdade, uma operação de FINANCIAMENTO, pois a venda dos ativos teve como objetivo o levantamento de capital para reinvestimento, como admitido pela empresa no processo administrativo.

3.5 Ocorre que a despesa com financiamento não pode ser deduzida para fins de apuração da base de cálculo da participação especial, conforme expressa proibição contida no art. 51 da Portaria n.º 10/99, modificado pela Portaria n.º 102/1999, que também revogou expressamente o inciso IX do art. 16 e XIV do art. 18 e art. 28.

3.6 A Portaria n.º ANP 10/99 permite a dedução dos encargos de depreciação dos bens aplicados nas operações de exploração, desenvolvimento e produção, conforme art. 16, inciso VIII, 18, inciso XIII, 32, 33, bem como dos gastos com conservação, manutenção e reparo de bens e instalações nas atividades de desenvolvimento e produção, conforme art. 18, inciso IX e 26. Em outros, termos, a Portaria ANP 10/99 permite a dedução dos encargos da depreciação do valor bruto da produção, que deve ser feita dentro dos parâmetros normativos, com as limitações fixadas, mas não permite a dedução de valores desembolsados a título de despesa financeira, conforme art. 51, ou seja, a PETROBRAS não está autorizada a realizar empréstimos e deduzir os juros do valor bruto da produção, para fins de pagamento de Participação Especial.

3.7 A ANP entendeu que a PETROBRAS se valeu de um negócio formalmente lícito (venda seguida de arrendamento), cujo propósito comercial não era a alienação de um bem (já que ninguém adquiriria equipamentos da PETROBRAS apenas para posteriormente alugar para ela própria), mas a estruturação de um financiamento por meio de um project finance, cujos efeitos não justificariam o desconto integral como aluguel, pois estavam embutidos os juros do financiamento da CLEP.

3.8 Como consequência da auditoria, verificou-se que as diferenças apuradas referentes ao pagamento de Participação Especial a menor entre 1º trimestre/2005 e o 1º trimestre/2010 totalizaram o valor principal de R\$ 365.305.479,37 (trezentos e sessenta e cinco milhões trezentos e cinco

mil quatrocentos e setenta e nove reais e trinta e sete centavos). Atualizados para julho/2012, perfazia o montante total de R\$ 488.064.068,22 (quatrocentos e oitenta e oito milhões sessenta e quatro mil e sessenta e oito centos), sendo 346.675.479,81 de principal e 141.388.588,41 de consectários legais.

4. Importante destacar que já há sentença de improcedência, tendo o concessionário ajuizado apelação.
5. Assim, antes da prorrogação do contrato relativo ao Campo de Marlim, deve-se elidir a controvérsia que abala a estabilidade da relação jurídica contratual que esta afetando a contra prestação de pagamento de participações governamentais devidas pelo concessionário à União aos estados e aos municípios.
6. Quanto ao Campo de Voador, considerando os elementos técnicos para a elevação dos royalties apresentados pela SPG, sugerimos que a ANP submeta à Petrobrás como condição para a prorrogação.
7. Nestes termos, superada a controvérsia relativa ao correto cálculo e pagamento das participações governamentais para o Campo de Marlim e havendo anuência do concessionário com a elevação da alíquota de royalties para 10%, não haverá óbice jurídico à prorrogação do contrato de concessão.
8. À reunião de Diretoria Colegiada da ANP para deliberação.

Rio de Janeiro, 01 de dezembro de 2015.



Tiago do Monte Macêdo
Procurador-Geral

