



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

Rio de Janeiro, 26 de dezembro de 2012.

Parecer n.º 237/2012/PF-ANP/PGF/AGU

Proposta de ação n.º 967/2012

Ementa: Processo Administrativo n.º 48610.004064/2012-70. Minuta de Resolução que tem por objeto a regulação dos procedimentos e diretrizes para individualização da Produção. Análise jurídica.

I – Relatório

1. De acordo com o fluxo eletrônico da presente Proposta de Ação (PA), seu resultado esperado é: *"I - Cumprir a atribuição da ANP, contida no artigo 34 da Lei n.º 12.351/2012; II - Realizar consulta e audiência pública sobre a minuta da resolução; III - Publicar no D.O.U. a resolução sobre os procedimentos e as diretrizes para elaboração do acordo de individualização da produção; IV - Disciplinar os processos de individualização da produção"*.

2. Do processo administrativo n.º 48610.004064/2012-70 constam versões anteriores da minuta da novel Resolução (fls.06/17, 41/49, entre outras), apresentação com histórico do tema (fls.18/36), cópia do Parecer n.º 094/2011/PF-ANP/PGF/AGU (fls.150/174v), a Nota Técnica n.º 025/2012/SPG (fls. 220/224) e a Nota Técnica n.º 116/2012/SDP (fls.226/250), entre outros documentos.

3. Tanto a apresentação de fls. 18/36, quanto a Nota Técnica n.º 116/2012/SDP (fls. 226/250) são importantes para que se conheça o histórico e a

delimitação do objeto da presente minuta. Destacam-se, no enredo abordado, a constituição de um Grupo de Trabalho específico para elaborar regulamentação sobre Individualização da Produção por meio da Portaria ANP nº 174/2008; a apresentação de uma primeira minuta de resolução à Diretoria Colegiada conforme Exposição de Assunto nº 311/2008; a superveniência de Descobertas no contexto geológico do Pré-sal; o advento da Resolução CNPE nº 6/2007 e do Decreto de 17/07/2008, que aventaram a possibilidade de alteração do marco regulatório da Indústria do Petróleo nacional; a publicação das Leis nº 12.276/2010, 12.304/2010 e 12.351/2010, que efetivaram a mudança anunciada; a revogação do art. 27 da Lei nº 9.478/1997, dispositivo legal que previa o Procedimento de Individualização da Produção, e o disciplinamento da matéria pelos artigos 33 a 41 da Lei nº 12.351/2010.

4. O rol de situações em que se aponta a necessidade de individualizar a Produção (fl. 236), aliado à potencialidade de diversos outros casos, tornaram o instituto ("Individualização da Produção", conforme a Lei, "unificação da produção", nos termos de alguns Contratos de Concessão ou "unitização", denominação consagrada na indústria) tema recorrente nos debates envolvendo especialistas tanto do setor público quanto do privado, como ilustram painéis dedicados ao assunto no primeiro e segundo Seminários Brasileiro do Pré-sal em 2010 e 2011, na Rio Oil & Gas 2012, nas discussões no seio do governo a respeito do Contrato de Partilha da Produção, no âmbito da ANP durante a confecção da minuta de Resolução que se apresenta e em diversos outros eventos.

5. Neste cenário, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) encaminhou a minuta ora em análise, acompanhada do respectivo processo administrativo, à apreciação jurídica deste órgão de execução da Procuradoria Geral Federal junto à ANP (PRG).

6. É o Relatório. Passamos à análise jurídica

II – Contextualização

7. A preocupação com o desenvolvimento nacional é um dos objetivos da República Federativa do Brasil, a teor do disposto pelo art. 3º, inciso II da Constituição Federal. Mais adiante, cuidou o constituinte originário de delimitar esse objetivo, prescrevendo, no Capítulo I do Título dedicado à Ordem Econômica e Financeira (art. 174, § 1º), que "A lei estabelecerá as diretrizes e bases do

planejamento do desenvolvimento nacional equilibrado, o qual incorporará e compatibilizará os planos nacionais e regionais de desenvolvimento”. (Grifamos).

8. Não poderia ser mais claro o texto constitucional: as políticas públicas brasileiras devem ser dirigidas à busca do desenvolvimento. Mas não importa unicamente o desenvolvimento na concepção puramente econômica do termo. Tais políticas públicas devem zelar para que o desenvolvimento nacional seja equilibrado, seguindo os ditames traçados pela lei.

9. Nessa linha, a Lei nº 9.478/1997 tratou de postular, em diversos dispositivos (entre outros, o “caput” e incisos I, II e IV do art. 1º, inciso I do art. 2º, inciso IX do art. 8º, inciso I do art. 44), que a exploração dos recursos energéticos brasileiros obrigatoriamente se dará de forma racional, conservativa e ambientalmente sustentável, dirigida, portanto, a alcançar o objetivo constitucional de um desenvolvimento nacional equilibrado.

10. Tanto que, logo no “caput” do art. 1º do referido Diploma, para destacar apenas um dos dispositivos referenciados, consta que: “As políticas nacionais para o aproveitamento RACIONAL das fontes de energia visarão os seguintes objetivos:” (grifamos).

11. Todos os objetivos das políticas nacionais de energia têm que se balizar, portanto, na exploração racional de nossas fontes energéticas, entre elas, decerto, as de hidrocarbonetos e seus derivados.

12. Não por outro motivo, no recentemente revogado art. 27 da Lei nº 9.478/1997, quis o legislador que vingasse no Brasil o internacionalmente disseminado instituto da unitização, entre nós denominado “Individualização da Produção”. O procedimento é previsto, com maior detalhe, nos arts. 33 a 41 da Lei nº 12.351/2010 e definido no art. 2º, IX do mesmo Diploma Legal onde se deixou expressamente consignado que uma de suas finalidades é, exatamente, o aproveitamento racional dos recursos naturais.

13. A Individualização da Produção é a fórmula mais eficaz para se evitar a produção individualista, depredatória, não conservativa e irracional. Preconiza o instituto, de forma muito sucinta, que, caso uma jazida petrolífera se estenda por mais de uma unidade de Exploração e Produção (“lease”, concessão, área partilhada,

etc.), os respectivos detentores dos direitos de Pesquisa e Lavra deverão produzir o Petróleo proveniente daquela jazida de forma compartilhada (unificada), evitando a concorrência predatória e a consequente depleção precoce do Reservatório petrolífero.

III – Ineditismo e Complexidade da Presente Resolução

14. A Resolução sob exame representa novidade no panorama regulatório nacional. Na regra legal anterior, constituída unicamente pelo revogado art. 27 da Lei nº 9.478/97, a unitização era disciplinada por cláusulas específicas dos Contratos de Concessão.

15. Com a presente Resolução aspira-se, com a incorporação das novidades trazidas pelo marco regulatório, detalhar e sistematizar os procedimentos e diretrizes para a celebração dos Acordos de Individualização da Produção (AIP).

16. Se os acordos de unitização, por sua complexidade, normalmente demandam longo tempo para sua concretização, o ineditismo da norma regulatória, a ainda pequena tradição nacional na celebração de acordos desta natureza, a relevância dos recursos envolvidos para o país, a possibilidade de a União figurar em um dos polos na celebração de AIP, a incidência de regimes fiscais diferentes em uma mesma Área Individualizada, a inexistência de Contratos de Partilha da Produção assinados e a indefinição da alíquota de Royalties para este regime até o advento da Lei nº 12.734/2012 vêm a tornar ainda mais intrincada sua regulação.

17. A respeito da complexidade e da relação entre o tempo e os acordos da natureza dos que se pretende regular, vejam-se, a propósito, as seguintes manifestações:

“Alguns casos de unitização deverão ocorrer como consequência de um número maior de concessões em operação, e do novo conceito aplicado pela ANP ao definir o tamanho dos blocos. Além das dificuldades usuais enfrentadas pelas companhias de petróleo em alcançar um consenso quanto ao contrato de unitização, no Brasil esta matéria pode ser mais complicada devido à falta de uma tradição, e o fato de que, em alguns casos, a ANP estará diretamente envolvida, como se fosse a concessionária de uma área adjacente à área em que

uma acumulação do hidrocarboneto é encontrada." (AMUI, Sandoval, COSTA, Marienne M. de Lima. "Unitização e Reservatórios de Óleo e Gás Natural", versão em português do artigo publicado no Advisor da AIPN, nº 231, maio de 2003, atualizado em 2007, p. 17). (Grifamos).

"(...) os processos de unitização podem ser morosos e apresentar uma complexidade excessiva. Muitas vezes devido aos interesses privados de empresas e também de Governos. Ou seja, não se pode esperar rapidez quando se trata de um recurso finito de significativa inserção nas economias dos principais consumidores mundiais." (VAZQUEZ, Felipe A., SILVA, Moisés E., BONE, Rosemarie B.. "A regulação no processo de unitização na exploração de petróleo e gás natural no Brasil", Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008);

"Como evidencia a experiência internacional, a negociação do acordo é difícil e trabalhosa. Na análise de sete processos, Gary Libecap e Steven Wiggins mostraram que as negociações relevantes se estenderam por quatro a nove anos, sendo que em cinco casos somente unitizações parciais foram obtidas porque nem todas as partes envolvidas aderiram ao acordo. A unitização do Campo de Prudhoe Bay, no Alaska, é lembrada como exemplo de processo demasiadamente longo. Descoberto em 1968, as negociações iniciaram-se em 1969 e prolongaram-se até 1977." (BUCHER, José Alberto. "A Unitização de Jazidas no Novo Marco Regulatório das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil", Revista do Direito da Energia, nº 10, dez. 2010, p. 201/202).

IV – Legalidade e Legitimidade: Competência da ANP, Consulta, Audiência Pública e Motivação

18. No que respeita à legalidade e a legitimidade do ato, a ANP detém competência regulatória para sua edição, o que emana da Constituição Federal (artigo 177, §2º, III) e da Lei (Leis nº 9.478/97, 12.276/10 e 12.351/10). De forma direta e específica, assim determina o artigo 34, "caput" do último Diploma legal referido:

"Art. 34. A ANP regulará os procedimentos e as diretrizes para elaboração do acordo de individualização da produção, (...)".

19. Não há, portanto, qualquer dúvida quanto à competência regulatória da ANP no que concerne ao Procedimento de Individualização da Produção.

20. Quanto à legitimidade, insta assinalar a relevância da realização de consulta e audiência públicas, tal como orientam os princípios constitucionais da publicidade, transparência administrativa e democracia participativa e determinam o artigo 19 da Lei nº 9.478/1997 e a Resolução ANP n.º 5/2004.

21. Tais mecanismos de participação são imprescindíveis na formação de normas verdadeiramente democráticas e que desfrutem de legitimidade.

22. A motivação para a edição do ato é consubstanciada nas Notas Técnicas nº 025/SPG/2012 (fls. 220/224) e nº 116/2012/SDP (fls. 226/250), em conformidade com artigos 2º e 50, ambos da Lei nº 9.784/1999.

23. Registre-se, ainda, que o Parecer nº 094/2011/PF-ANP/PGF/AGU (fls.150/174), embora confeccionado visando caso específico e decorrente de circunstâncias técnicas, econômicas e jurídicas singulares ao processo nº 48610.008181/2010-41, bem como a presente manifestação jurídica, desde que aprovada pelo Procurador-Geral e encampada pela Administração, também motivam a Resolução em apreço.

24. Com efeito, o intercâmbio técnico, econômico e jurídico é inerente aos processos de Individualização da Produção, como amplamente reconhecido pela doutrina especializada.

25. Não obstante, recomendamos o desentranhamento da cópia do Parecer nº 094/2011/PF-ANP/PGF/AGU (fls.150/174) e sua substituição por cópia onde conste tarjada a identificação do caso no qual foi proferido, nos termos do Parecer nº 056/2012/PF-ANP/PGF/AGU.

26. Entendemos igualmente aconselhável o desentranhamento das minutas da Resolução juntadas às fls. 75/86 e 201/216, objeto de comentários informais por parte dos signatários deste Parecer com utilização da ferramenta "Revisão" do programa "Word" do pacote "Microsoft Office".

27. Lembramos que, por não terem sido objeto de apreciação por parte do Procurador-Geral junto à ANP, os ditos comentários são meramente informais, não constituindo posicionamento jurídico firmado pela PRG.

28. Além disso, por terem visado unicamente auxiliar a área técnica da ANP na elaboração da norma, os mencionados comentários utilizam-se de linguagem coloquial, devendo ser substituídos pelo presente Parecer, que, caso aprovado, formalizará o entendimento jurídico desta PRG.

V - Análise da Minuta de Resolução e de sua Fundamentação

29. Tecidos os comentários iniciais, passamos às considerações jurídicas e recomendações atinentes à minuta de Resolução e sua fundamentação técnica.

i) Preâmbulo

30. Consoante o Parecer nº 195/2012/PF-ANP/PGF/AGU, já consta consolidado, no âmbito da ANP, um padrão formal de atos normativos que segue a linha estabelecida pela Lei Complementar nº 95/1998, a qual, por sua vez, dispõe sobre a elaboração, redação, alteração e consolidação das leis em geral.

31. Conforme referido no mencionado Parecer, o art. 3º da LC-95/1998 prescreve que, além da parte normativa e da parte final, a Lei contará com uma parte preliminar, “compreendendo a epígrafe, a ementa, o preâmbulo, o enunciado do objeto e a indicação do âmbito de aplicação das disposições normativas”.

32. Assim, as Resoluções da ANP devem incluir uma epígrafe (identificação da espécie normativa e numeração singular do ato com a data de sua aprovação pela Diretoria Colegiada), bem como com um preâmbulo (que indicará o órgão que promulga a Resolução, o fundamento constitucional/legal/normativo desta, e as considerações que justificam a necessidade da norma). A ementa (explicitação em caracteres que realcem de modo conciso o objeto da lei) não é adotada pela ANP

33. Nessa linha, indicamos a substituição, no preâmbulo, de “O DIRETOR-GERAL” por “A DIRETORA-GERAL”.

34. Quanto aos “Considerandos” (considerações que justificam a necessidade da norma), devem localizar-se, topograficamente, antes do primeiro artigo. Por serem instrumentos de motivação e facilitadores da compreensão do ato, são de uso corrente nas Resoluções da ANP. Recomenda-se incluí-los, sugerindo-se, entre outros:

CONSIDERANDO

Que, nos termos do art. 20 da Constituição Federal, pertencem à União os recursos minerais, inclusive os do subsolo, bem como os recursos naturais em geral da plataforma continental e da zona econômica exclusiva.

Que, na forma da Constituição, o desenvolvimento nacional é um dos objetivos da República Federativa do Brasil (art. 3º) e que, nos termos do art. 174 § 1º tal desenvolvimento deverá ser equilibrado.

Que, conforme o *caput* e incisos I, II e IV do art. 1º, inciso I do art. 2º, inciso IX do art. 8º e inciso I do art. 44 da Lei nº 9.478/1997, bem como do inciso IX do art. 2º e inciso V do art. 30 da Lei nº 12.351/2010, a exploração dos recursos energéticos brasileiros, em especial os petrolíferos, se dará de forma racional, conservativa e ambientalmente sustentável.

Que, consoante os arts. 7º e 8º da Lei nº 9.478/1997 cumpre à ANP a tarefa de regular, contratar e fiscalizar as atividades da Indústria do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil.

Que a Individualização da Produção é um instituto jurídico mundialmente conhecido e eficaz para evitar a Produção depredatória de jazidas petrolíferas que extrapolem a área outorgada a um detentor de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

Que o art. 34 da Lei nº 12.351/2010 atribui à ANP a regulação dos procedimentos e diretrizes para elaboração dos Acordos de Individualização da Produção, na forma disciplinada pelos arts. 33 a 41 do mesmo Estatuto legal.

ii) Capítulo I – Do Objeto

35. Indicamos a substituição da redação do art. 1º pela seguinte: “Esta Resolução tem por objeto regular o Procedimento de Individualização da Produção de Petróleo e Gás Natural, que deve ser adotado quando se identificar que uma Jazida de Petróleo, Gás Natural ou outros hidrocarbonetos fluidos se estende além de um Bloco concedido, cedido onerosamente ou contratado”.

36. O objeto da Resolução é a situação que se pretende com a edição da norma. Assim, o objeto da presente Resolução é a regulação do Procedimento de Individualização da Produção. Trata-se de vocábulo com conotação mais jurídica do que “objetivo”.

37. Como se verá com mais detalhe adiante, a expressão “Jazida Compartilhada” abrange a extensão, para além de uma Área sob Contrato, tanto de uma Jazida quanto de um Reservatório (definidos nos incisos X e XI do art. 6º da Lei nº 9.478/1997). Na Resolução, a Jazida Compartilhada é definida como o “Reservatório ou Jazida que se estende além de uma determinada Área sob Contrato”. Assim, sempre que possível, recomendamos a utilização da expressão, evitando-se a repetição desnecessária de situação fática já conceituada.

iii) Capítulo II – Das Definições

38. No inciso I do art. 2º, sugerimos incluir, após “celebrado” a expressão “entre as Partes, após a Declaração de Comercialidade,”, pois, a nosso juízo, qualquer entendimento entre as Partes que preceda a Declaração de Comercialidade de pelo menos uma parcela da Jazida Compartilhada, deve ser formalizado como um Pré-acordo de Individualização da Produção (assunto sobre o qual se debruçará mais adiante).

39. No mesmo inciso, propomos a substituição da expressão “indicando direitos e obrigações das Partes” por “com o conteúdo mínimo indicado no art. 13 desta Resolução” e a exclusão do termo “da Jazida” no final do texto.

40. Na redação atual, o conteúdo do Acordo de Individualização da Produção (AIP) fica restrito aos direitos e obrigações das Partes. O art. 13 explicita, de forma mais ampla, o conteúdo mínimo de um AIP, razão pela qual entendemos adequada a referência.

41. Registre-se que a definição de AIP, na redação ora proposta, está em consonância com a parte final do inciso IX do art. 2º da Lei nº 12.351/2010 e com a conceituação de AIP trazida no parágrafo 1.1 dos Contratos de Cessão Onerosa, além de dissociar-se da superada definição presente nos Contratos de Concessão, que remete ao revogado art. 27 da Lei nº 9.478/1997.

42. A definição de "Área Cediada Onerosamente" (inciso ii do art. 2º) faz menção às atividades de "Pesquisa e Lavra", vocábulos menos comuns que seus sinônimos consagrados "Exploração e Produção". Entretanto, consideramos melhor mantê-los, já que são eles os utilizados no Contrato de Cessão Onerosa.

43. No inciso VI do art. 2º, grafar "indústria" com "I" maiúsculo, eis que a expressão "Indústria do Petróleo" é definida pelo inciso XIX do art. 6º da Lei nº 9.478/1997.

44. Incluir "celebrado" após "Contrato de Cessão Onerosa" e excluir "realizado" na definição de "Cessionária" (inciso VII do art. 2º), com o intuito de tornar a redação mais clara.

45. No inciso VIII do art. 2º grafar "produção" com "P" maiúsculo, pois o termo é definido pelo inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478/1997.

46. Substituir a definição do inciso X do art. 2º pela seguinte: "Contratado: a PETROBRAS ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a Exploração e Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de Partilha de Produção".

47. Com a redação proposta, mantém-se a identidade com a definição trazida pelo inciso VII do art. 2º da Lei nº 12.351/2012 e grafam-se diversos termos definidos na Lei e no Contrato de Concessão com iniciais em maiúsculas.

48. Na definição de "Jazida Compartilhada" (inciso XI do art. 2º) excluir "possível de ser posto em produção".

49. Acertadamente em nossa percepção, a Resolução inova ao definir "Jazida Compartilhada", incluindo, na concepção da expressão, tanto os termos "Reservatório" quanto "Jazida".

50. Para que se bem compreenda o intuito da norma, insta recordar as definições dos incisos X e XI do art. 6º Lei nº 9.478/1997:

“X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não.”

“XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e passível de ser posto em produção.”

51. Reservatório, portanto, é a formação geológica após a ocorrência de uma Descoberta (que, nos termos dos Contratos de Concessão, é a ocorrência de hidrocarbonetos verificada por pelo menos dois métodos de detecção). E a Jazida é o Reservatório identificado e passível de ser posto em Produção.

52. O fato de a Jazida ser um Reservatório passível de ser posto em Produção não significa, em nossa inteligência, que já haja ocorrido uma Declaração de Comercialidade, ou mesmo que o Reservatório tenha sido totalmente avaliado.

53. Um Teste de Longa Duração (TLD), por exemplo, é executado em uma Jazida (ou seja, em um Reservatório passível de Produção). Entretanto, como por demais sabido, os TLD são realizados, tipicamente, durante uma Avaliação de Descoberta, ou seja, antes da Declaração de Comercialidade e do exaurimento da Avaliação.

54. Na mesma linha, observe-se que a Declaração de Comercialidade, conforme definida nos Contratos de Concessão, é a notificação escrita do Concessionário à ANP declarando uma ou mais Jazidas como Descoberta Comercial na Área de Concessão. Se a Jazida fosse o Reservatório após a Declaração de Comercialidade, o conceito careceria de sentido.

55. Assim, não há um critério objetivo de diferenciação entre Reservatório e Jazida. É a percepção dos diferentes detentores de direitos de Exploração e Produção, ou da área técnica da Agência reguladora, que os fará entender uma determinada formação geológica como meramente portadora de Petróleo ou Gás Natural (Reservatório) ou como depositária de hidrocarbonetos em condições de serem produzidos (Jazida).

56. Esclarecida essa compreensão dos termos “Reservatório” e “Jazida”, aclara-se a razão da inclusão do vocábulo “Reservatório” no conceito de “Jazida Compartilhada”. É que, por se tratar de conceitos cuja caracterização depende da percepção dos agentes envolvidos, tanto o prolongamento de um Reservatório,

quanto a extensão de uma Jazida para além de determinada Área sob Contrato devem ser informadas à ANP na forma do art. 3º da Resolução.

57. Em outras palavras, o que para um detentor de direitos de Exploração e Produção pode ser um Reservatório, que possivelmente, em sua interpretação, sequer deva ser objeto de Avaliação, para outro (ou para a ANP) pode ser uma jazida, merecedora de estudos mais aprofundados visando aferir sua comercialidade. Tal subjetivismo, nos parece, torna imprescindível a inclusão de “Reservatório” na definição de “Jazida Compartilhada”.

58. Em relação à exclusão da expressão “possível de ser posto em produção”, observe-se que, na redação encaminhada a esta PRG, a expressão ou é incorreta em relação a “Reservatório” (que como visto, NÃO é passível de ser posto em produção) ou é redundante em relação a “jazida” (que SEMPRE é um Reservatório passível de ser posto em Produção).

59. No inciso XIII do art. 2º, grafar “divisível” com “D” maiúsculo.

60. A definição de “Obrigação Indivisível” (inciso XIV do art. 2º) emana do art. 258 do Código Civil brasileiro, que assim preconiza: “A obrigação é indivisível quando a prestação tem por objeto uma coisa ou um fato não suscetíveis de divisão, por sua natureza, por motivo de ordem econômica, ou dada a razão determinante do negócio jurídico”.

61. Em tese, tanto a definição de Obrigação Divisível quanto a de Indivisível seriam desnecessárias. Entretanto, se nos afigura adequado mantê-las, haja vista a importância dos conceitos para a definição do regime de Exploração e Produção a ser adotado para as Jazidas Compartilhadas, como abordado de forma minuciosa ao longo deste Parecer.

62. Acompanhando sugestão da SDP posterior à remessa da presente PA à análise desta PRG, recomendamos a inclusão, no rol dos termos definidos no art. 2º da minuta de Resolução, da expressão “Operador da Área Individualizada”, assim conceituada como “empresa responsável pela condução, direta e indireta, das atividades de Exploração, Avaliação, Desenvolvimento, Produção e de desativação das instalações”.

63. Tal definição faz-se necessária pelo fato de o Operador da Área Individualizada poder ser outra empresa que não a Petrobras, consoante interpretação

conferida ao art. 35 da Lei nº 12.351/2010, posteriormente comentada. Desta forma, a definição de "Operador", estampada no inciso VI do art. 2º da Lei 12.351/2010, não equivale à de "Operador da Área Individualizada".

64. No conceito de Participação (inciso XVI do art. 2º), incluir, após "que cabe" a expressão "aos detentores de direitos de Exploração e Produção sobre as". A Recomendação visa conferir maior clareza ao texto, pois, da maneira como redigida, a definição outorga Participação às Áreas sob Contrato, e não aos titulares de direitos sobre elas.

65. No inciso XVII do art. 2º, incluir "possíveis" após "entre as".

66. Em que pese à ausência de previsão legal, não vislumbramos vedação à possibilidade de as possíveis Partes firmarem Pré-acordos de Individualização da Produção (Pré-AIP).

67. Conforme minudenciado adiante, os Pré-AIP são instrumentos de uso corrente na Indústria do Petróleo e coadunam com suas Melhores Práticas, privilegiando os princípios da eficiência e da economicidade. Visam à execução conjunta (sob o comando de um único Operador) da Avaliação de Descoberta no que poderá vir a ser uma Jazida Compartilhada.

68. Como são pactuados antes de eventual Declaração de Comercialidade, não é correto referir-se aos celebrantes do Pré-AIP como "Partes" na definição do inciso XV do art. 2º. Por isso, a inclusão do vocábulo "possíveis" antes de "Partes".

iv) Capítulo III – Das Comunicações e Procedimentos

69. O estabelecimento de diretrizes a orientar o diálogo entre regulador e regulado a respeito das situações que ensejam Individualização da Produção, bem como de procedimentos com vistas à celebração de AIP vem, sobretudo, oferecer maior segurança às atividades afetadas, atender reclamo do mercado e aos comandos dos arts. 33 a 41 da Lei nº 12.351/2010.

70. No "caput" do art. 3º recomendamos a substituição da expressão "de que uma Jazida se estenda além de uma determinada área sob contrato" pela "da existência de uma Jazida Compartilhada", seguindo a linha interpretativa já explicitada

em itens anteriores, de modo a não restar dúvida de que as extensões de Reservatórios também deverão ser notificadas à ANP.

71. No mesmo fio, sugerimos substituir “extensão” por “existência” e “além de determinada Área sob Contrato” por “Compartilhada” no parágrafo único do mesmo artigo.

72. E, após “dez dias”, incluir o vocábulo “úteis”, de forma a manter a simetria com o maior entre os prazos previstos nos Contratos de Concessão (parágrafo 12.1 da décima Rodada de Licitações).

73. Ainda a propósito do dispositivo, questionamos se o prazo de seis meses concedido para a confirmação da possibilidade de extensão não seria vantajoso ao detentor de direitos de Exploração e Produção se comparado ao que lhe é conferido caso a notifique por sua própria conta.

74. Em outras palavras, o cotejo do “caput” do art. 3º com seu parágrafo único transmite a impressão de ser mais proveitoso ao titular da Área sob Contrato aguardar a notificação da ANP de identificação de uma possível Jazida Compartilhada do que fazê-lo por iniciativa própria.

75. Além disso, o texto deste parágrafo único não parece deixar clara a data de início da contagem do prazo para apresentação do Acordo ou Compromisso de Individualização da Produção. Segundo a nota explicativa, “É a partir desta data que será contado o prazo para entrega do AIP”. A data referida seria a da notificação (por parte da ANP) ou da confirmação da existência da Jazida Compartilhada (por parte do Concessionário)? Trata-se de questão a ser elucidada pela área técnica.

76. Nesse diapasão, indagamos, ainda, se não há contradição entre o prazo constante deste dispositivo (seis meses) e o previsto no art. 6º, parágrafo único (sessenta dias).

77. Haja vista as considerações supra, sugerimos avaliar se não seria o caso de suprimir o parágrafo único do art. 3º, deixando ao crivo da área técnica fixar prazo para que a empresa se manifeste sobre a possibilidade de existência da Jazida Compartilhada apontada pela ANP conforme a peculiaridade do caso, considerando, sobretudo, que a notificação pela ANP é exceção à regra da notificação pela Parte (em homenagem ao princípio da boa-fé) sob pena de imposição da sanção aplicável.

78. Por último, caso seja mantido o prazo de seis meses previsto neste dispositivo, sugerimos sua substituição por cento e oitenta dias para harmonizá-lo com os demais prazos da minuta de Resolução, bem como grafar o termo “Parte” com letra maiúscula.

79. No art. 4º recomendamos incluir a palavra “Compartilhada” após “Jazida” com o propósito de abarcar os Reservatórios, como já postulado. Para evitar pleonasma, substituir “que se estenda para” por “por”.

80. Quanto ao “caput” do art. 5º repetimos as sugestões formuladas em relação ao art. 4º (incluir o termo “Compartilhada” após Jazida e substituir “que se estenda” por “por”). Recomendamos, ainda, a supressão do termo “demais” e, na fundamentação, que se faça referência também ao art. 38 da Lei nº 12.351/2010.

81. Nos parágrafos 1º e 2º deste mesmo artigo 5º, somos pela inclusão do vocábulo “Compartilhada” após “Jazida” pelas razões já expostas.

82. No “caput” do art. 6º, indicamos grafar “pela mesma” no lugar de “por mesma”.

83. No parágrafo único deste dispositivo alertamos quanto à eventual necessidade de adequação caso atendidas as proposições dos comentários ao art. 3º. Caso mantido o texto, todavia, advertimos quanto à repetição do termo “da” antes de “comunicação” e à substituição de “art. 3º” no final do dispositivo por “mesmo artigo” para aperfeiçoamento da redação.

84. No que concerne à fundamentação relativa a este parágrafo único do art. 6º (fls. 229 e 240), embora pareça possível utilizar como parâmetro o art. 39, parágrafo único da Lei nº 12.351/2010, empregando o mesmo prazo por simetria (e não por analogia), é importante que a SDP esclareça nos autos a razão de se utilizar interregno distinto (seis meses) para apresentação do mesmo Compromisso de Individualização da Produção nos casos de contratos em Fase de Produção (art. 41 desta minuta de Resolução).

85. O “caput” do art. 7º versa sobre a possibilidade de celebração de Pré-acordos de Individualização da Produção, instrumentos de uso corrente na Indústria do Petróleo e que se afinam com suas Melhores Práticas, privilegiando os princípios da eficiência e da economicidade.

86. A celebração de tais acordos consta de inúmeras construções da doutrina, que costuma, inclusive, considerá-los como um dos estágios naturais do Procedimento de Individualização da Produção, como destaca Luciana Palmeira Braga, (O Processo de Individualização da Produção na Área do Pré-Sal e os Potenciais Problemas Práticos Advindos da Convivência dos Três Modelos de Contratos internacionais de Petróleo. Dissertação de Mestrado. Coppe UFRJ. Rio de Janeiro, 2012, pp. 116/117) em trabalho específico sobre o tema:

"Weaver e Asmus (2006) dividem a individualização da produção em três estágios: i) a celebração de um pré-acordo após a descoberta ou avaliação de um reservatório comum, antes da declaração de comercialidade; ii) a celebração do acordo de individualização da produção (AIP), geralmente coincidente com um plano de desenvolvimento acordado entre as partes; e iii) a realização da redeterminação das participações, tal como estabelecido no acordo de individualização da produção, quando se obtém mais dados sobre o reservatório, a partir do desenvolvimento e da produção."

87. Após fazer referência à mesma divisão, Diogo Pignataro Oliveira (Acordos Internacionais sobre a Produção Compartilhada de Recursos Naturais: a unitização interestatal na área do petróleo e gás sob o enfoque constitucional brasileiro. Dissertação de Mestrado. UFRN, Natal, 2008, p.59) assinala:

"(...) a atividade principal durante o período pré-contratual consiste na coleta de informações concernentes à reserva compartilhada, incluindo-se aí a feitura de trabalhos sísmicos e a perfuração de poços. A coleta de informações apenas se completa quando as partes envolvidas acreditam que existe uma base razoável sob a qual é possível concluir um acordo de unitização com confiança. Enfim, o objetivo maior desta fase é reduzir as incertezas e adquirir informações adicionais."

88. Nesse fio, soa razoável e consentâneo com as boas práticas da Indústria do Petróleo facultar a celebração de Pré-AIP, especialmente no cenário de insuficiência de informações desenhado na disposição normativa sob exame.

89. Ainda em relação a este dispositivo, recomendamos a inclusão do termo “Compartilhada” após a expressão “extensão da jazida”, pelas razões já expostas.

90. No “caput” do art. 9º propomos a substituição da expressão “caput desse artigo” por “art. 8º desta Resolução” e no inciso II da palavra “obrigações” por “direitos e obrigações relativos à União”, eis que existem direitos e obrigações relacionadas ao AIP que interessam, em princípio, tão somente aos particulares envolvidos e podem, sem maiores empecilhos, ser incluídos em outros instrumentos, parecendo desejável que o AIP atenda-se aos direitos e obrigações das Partes que afetem o interesse público, como apreciado de forma mais aprofundada adiante.

91. No “caput” do art. 11 indicamos incluir o termo “Compartilhada” após a expressão “extensão da jazida”, pelos motivos já trazidos neste Parecer.

92. No parágrafo único do art. 11 questionamos, primeiramente, se não seria possível visualizar casos em que fosse interessante à ANP pronunciar-se sobre o prosseguimento das atividades de ofício, vale dizer, independentemente de requerimento das Partes diretamente interessadas.

93. De todo modo, caso mantida a redação, recomendamos a inclusão da expressão “de pelo menos uma” após “solicitação formal”, eis que condicionar à solicitação por todas as Partes significa exigir, implicitamente, além da autorização da ANP, a anuência de todos os envolvidos.

v) Capítulo IV – Do Acordo de Individualização da Produção

94. Nos termos da definição do inciso I do art. 2º, o Acordo de Individualização da Produção (AIP) é o documento celebrado entre as Partes, para o Desenvolvimento e Produção unificados da jazida Compartilhada. O Plano de Desenvolvimento individualizado, obrigatoriamente, faz parte de tal Acordo.

95. Trata-se do documento que permite à ANP, enquanto órgão regulador e fiscalizador das atividades concernentes à Indústria do Petróleo brasileira, apreciar as atividades conjuntas que as Partes se propõem a desenvolver, cuidando para que as Operações sejam executadas em harmonia com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e que o Plano de Desenvolvimento, precipuamente, afaste

qualquer possibilidade de Produção concorrencial e depredatória, privilegiando o interesse público consistente na exploração racional, conservativa e ambientalmente sustentável dos recursos petrolíferos pátrios.

96. O art. 13 da minuta de Resolução ora em análise disciplina o conteúdo mínimo de um AIP. Sua fundamentação legal são os arts. 34 e 35 da Lei nº 12.351/2010, que além de atribuírem à ANP a competência para regiar os procedimentos e diretrizes para elaboração do Acordo estipulam os tópicos que, imprescindivelmente, dele deverão constar, quais sejam, a participação das Partes na Jazida individualizada, as hipóteses e critérios de sua revisão (Redeterminações), o Plano de Desenvolvimento da área objeto de Individualização da Produção, os mecanismos de solução de controvérsias e a indicação do Operador da Jazida.

97. Nessa linha, divisamos que é dado à Resolução ampliar o rol de direitos e obrigações estampados nos arts. 34 e 35 da Lei nº 12.351/2012, sem, porém, extrapolar o limite implicitamente estabelecido pela Lei de que o AIP deverá ater-se aos direitos e obrigações das Partes que afetem o interesse público.

98. Cumpre salientar que não há qualquer previsão legal (e nem seria aconselhável que houvesse) de que o AIP seja o único documento pactuado entre as Partes envolvidas em um Acordo de Individualização da Produção.

99. Como já aventado, é permitido às Partes, por exemplo, pactuar Pré-AIP, objetivando o planejamento conjunto das atividades de Avaliação da Jazida Compartilhada. Da mesma forma, não há impedimento legal à celebração de um acordo de Operações conjuntas (inspirado nos internacionalmente conhecidos "Unit Operating Agreements" – UOA), nos quais são disciplinados, com riqueza de detalhes, os direitos e obrigações das Partes em um contexto de direito eminentemente privado.

100. Ao comentar a exigência constante em alguns Contratos de Concessão de o AIP contemplar equitativamente os direitos e obrigações dos concessionários envolvidos, 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. 208/209) assevera:

"A exigência de o acordo 'contemplar equitativamente os direitos e obrigações dos concessionários envolvidos' repete a regra determinada no parágrafo único do artigo 27 da Lei do Petróleo, porém num contexto diametralmente oposto... Sua inclusão no

Contrato de Concessão, entretanto, é inapropriada, porque transfere aos concessionários uma regra que deveria ser observada pela ANP e porque diz respeito a matéria de interesse exclusivo dos concessionários. O órgão regulador deve, a esse respeito, acatar a vontade das partes, livremente manifestada, limitando-se a intervir na hipótese de o interesse público não estar, de alguma forma, sendo contemplado. Isso pode ocorrer, em tese, se, por exemplo, os dois blocos contíguos têm percentuais de royalties diferentes nos respectivos Contratos de Concessão. Nesse caso, o órgão regulador não aprovará o acordo se os concessionários alocarem ao bloco com menor percentual de royalties, volume de petróleo ou gás natural maior que o apontado pela análise técnica isenta dos dados e informações disponíveis. (Destacamos).

[...]

“assim, o conteúdo obrigatório do acordo para individualização da produção deve limitar-se à definição da área unificada, do operador da mesma, das participações de cada concessionário nos direitos e obrigações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural da jazida em questão, bem como do respectivo plano de desenvolvimento”.

101. Luciana Palmeira Braga, (O Processo de Individualização da Produção na Área do Pré-Sal e os Potenciais Problemas Práticos Advindos da Convivência dos Três Modelos de Contratos Internacionais de Petróleo. Dissertação de Mestrado. Coppe UFRJ. Rio de Janeiro, 2012, pp. 116/117), ao discorrer sobre os primeiros AIP firmados no Brasil, bem estabelece a diferença entre este tipo de acordo, normalmente sintético e objetivamente dirigido às questões afetas à prevalência do interesse público, e os UOA, (instrumentos de direito privado, similares aos “Joint Operating Agreements”) que descem a minúcias no regramento das relações de cunho privado entre as Partes.

“O modelo internacional da AIPN para Unitization e Unit Operating Agreement apresenta 21 artigos, que dispõem: i) da definição; ii) da data de início e término; iii) do escopo, iv) da constituição e dos efeitos da individualização da produção; v) das participações; vi) das operações na individualizadas e do uso das instalações; vii) da definição do operador; viii) do comitê operacional; ix) dos programas

de trabalho e orçamento; x) das omissões; xi) da disposição da produção; xii) do abandono de operações; xiii) da manutenção; xiv) rescisão, devolução, validade, prorrogações e renovações; xv) da cessão; xvi) da retirada; xvii) das relações entre as partes e da tributação; xviii) dos dados compartilhados; xix) da força maior; xx) das notificações; xxi) da lei aplicável e resolução de disputas; xxi) das disposições gerais. Além destes artigos, a minuta da AIPN ainda apresenta 17 anexos, que detalham as participações; a área individualizada; o procedimento contábil da área individualizada; os procedimentos de abandono de poço; os procedimentos para redeterminação; as alterações do contrato; as despesas com o pré-acordo; os dados e instalações já existentes; os JOAs já celebrados; dos IPAs existentes; do plano de desenvolvimento da área individualizada e do programa de trabalho e orçamento prévio; dos procedimentos de 'lifting'; e do acordo para disposição da produção (AIPN, 2006)".

[...]

"Este AIP [o primeiro firmado no Brasil] era composto de dez cláusulas, que tratavam das definições; do objeto; da vigência; do operador; das participações na jazida comum; das redeterminações; do plano de desenvolvimento; das notificações; da lei aplicável e resolução de conflitos da arbitragem e das disposições finais".

102. À luz dessas considerações, entendemos conveniente acrescentar, no inciso IV do art. 13, após o vocábulo "Partes", a expressão "em relação à União", deixando claro que ao AIP não interessam os direitos e obrigações das Partes privadas que não afetem o interesse público.

103. Questão relevante, ainda no art. 13 da minuta de Resolução, é a trazida pelo inciso III (inspirado no art. 35 da Lei nº 12.351/2012). Afirma-se que entre as estipulações dos AIP deverá constar, obrigatoriamente, a definição do Operador da Jazida Compartilhada.

104. Poder-se-ia cogitar de um aparente conflito de normas, no caso de a Individualização da Produção envolver áreas internas ao polígono do Pré-sal ou Áreas Estratégicas que venham a ser futuramente delimitadas por ato do Poder Executivo nos termos do inciso V do art. 2º da Lei nº 12.351/2012.

105. É que, no regime de Partilha de Produção, a Lei nº 12.351/2012 conferiu exclusividade à Petrobras na execução das Operações, nos termos do inciso VI do art. 2º, art. 4º, § 3º do art. 20 e art. 30 *caput*.

106. No art. 35 da Lei nº 12.351/2012 não é possível, todavia, simplesmente, substituir o termo “Operador”, definido no art. 2º, inciso VI da mesma Lei, por “Petrobras”. De fato, vislumbram-se, já em uma primeira leitura da norma, situações que justificariam um alcance mais amplo do conteúdo do art. 35 da Lei nº 12.351/2012.

107. Quanto a isso não deixam dúvidas, a toda prova, o Procedimento de Individualização da Produção envolvendo Jazidas Compartilhadas exteriores à Área do Pré-sal e a eventuais Áreas Estratégicas, previstos no art. 37 do mesmo Estatuto. Não haveria, nesta hipótese, qualquer sentido em pretender atribuir à Petrobras a Operação de Jazidas Compartilhadas entre outras empresas em Áreas sob Contrato regidas pelo regime de Concessão.

108. No mesmo fio, nos parece que, ao não excetuar qualquer situação, pretendeu o legislador criar norma especial em relação à geral, consistente na exclusividade de Operação pela Petrobras. Assim, nos casos de Individualização da Produção, a depender da vontade das Partes, devidamente anuída pela ANP, outra empresa de Petróleo, desde que qualificada técnica, econômica e juridicamente, poderia ser indicada para conduzir e executar direta ou indiretamente as Operações.

109. O termo “Operador” utilizado no art. 35 da Lei nº 12.351/2010, portanto, deve ser compreendido com alcance amplo e de forma desvinculada da definição contida no art. 2º, inciso VI da mesma Lei. Além da especialidade da previsão em relação à norma geral, tal solução se nos afigura bastante adequada sob o ponto de vista técnico-operacional para situações já detectadas em que apenas uma pequena porção de uma Jazida Compartilhada se estende para áreas interiores ao polígono do Pré-Sal.

110. De se destacar também que, em situações de Individualização da Produção envolvendo Áreas não Contratadas, é de todo conveniente possibilitar a Operação pelo detentor de direitos de Exploração e Produção da Área sob Contrato, ante a inviabilidade de a União, representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) ou pela ANP, conforme o caso, executar Operações.

111. Em relação aos incisos V e VI do art. 13, a par da previsão legal do inciso I do art. 34 da Lei nº 12.351/2012, não é demais consignar que tanto as Participações recíprocas na Jazida Compartilhada, quanto os critérios para a efetivação das Redeterminações, envolvem o interesse público residente no reflexo destes percentuais nas Participações e Receitas Governamentais, bem como na proporção do Excedente em Óleo devido à União no regime de Partilha da Produção.

112. Por fim, julgamos por bem externar um breve comentário em relação ao inciso XI do art. 13 da minuta de Resolução, que, fazendo coro ao inciso II do art. 34 da Lei nº 12.351/2012, estipula que o AIP deverá conter o Plano de Desenvolvimento da Jazida objeto de Individualização da Produção.

113. Primeiramente, pelos fundamentos já aduzidos neste Parecer, recomendamos incluir o termo “Compartilhada” após Jazida, deixando claro que a Jazida cujo Plano de Desenvolvimento deve constar do AIP é a que extravasa os limites da Área sob Contrato.

114. Depois, e mais importante, conquanto entendamos pertinente manter a redação atual do inciso (acrescida da recomendação do item anterior deste Parecer), é necessário frisar que, na concepção jurídica, o objeto da Individualização da Produção não é a Jazida Compartilhada. A norma que fixa o objeto da Individualização da Produção, a nosso ver, é o inciso IX do art. 2º da Lei nº 12.351/2012.

115. Ou seja, tal objeto (assim entendido como a situação fática que se almeja ao individualizar-se a Produção) é a “divisão do resultado da produção e [o] aproveitamento racional dos recursos da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção”.

116. A Jazida Compartilhada, referida no inciso em tela como “objeto da Individualização da Produção”, é tão somente o limite espacial da Individualização da Produção, já que, decerto, não se pode conceber que a situação fática almejada com a Individualização da Produção seja a Jazida Compartilhada.

117. No § 1º do art. 13, recomendamos a substituição de “informando” por “discriminadas”, visando conferir maior clareza ao texto.

118. Apesar de o art. 33 da Lei nº 12.351/2012 se referir a “jazida” (no singular) ao descrever a hipótese de incidência da Individualização da Produção, não vislumbramos qualquer óbice à inclusão, no AIP, de mais de uma Jazida Compartilhada pelas Partes, conforme prescrito pela norma em análise. Privilegia-se a economicidade e a eficiência, evitando, por desnecessária, a pactuação de mais de um AIP com o mesmo objeto e as mesmas Partes.

119. Entretanto, com base no comentário técnico referente ao dispositivo, caso a SDP creia possível e necessária a inclusão de “jazidas que não sejam compartilhadas, em que os contratos envolvidos forem os mesmos”, a redação do § 1º do art. 13 deverá ser substancialmente alterada, vez que não se pode extrair tal previsão do texto atual.

120. E, caso concretizada tal previsão, seria necessária análise jurídica específica, uma vez que, a primeira vista, não divisamos sustentação legal para admitir que Jazidas não compartilhadas sejam objeto de Individualização da Produção, a não ser em hipóteses específicas, abordadas mais a frente.

121. No § 2º do art. 13, por questão de clareza redacional, indicamos substituir “se utilizará” por “será utilizada”. E por precisão técnica, é conveniente trocar-se “área” por “Área Individualizada”, expressão com definição proposta pelo inciso III do art. 2º.

122. Quanto à previsão de vigência dos AIP, estampada nos parágrafos 4º e 5º do art. 13, são indispensáveis algumas ponderações sobre o limite de 35 anos imposto à vigência dos Contratos de Partilha de Produção, conforme expressa dicção do inciso XIX do art. 29 da Lei nº 12.351/2012.

123. Ao contrário do que ocorre no regime de Concessão, cujo marco legislativo (Lei nº 9.478/1997) não fez menção à duração do Contrato de Concessão e nem às possibilidades de sua prorrogação, a Lei nº 12.351/2012 é expressa ao limitar a vigência dos Contratos de Partilha de Produção a 35 anos.

124. Assim, enquanto presente a restrição legal, não há como, em se tratando de Áreas sob Contrato vinculadas a Contratos de Partilha de Produção, aplicar-se o § 4º do art. 13 da minuta de Resolução, vez que é vedado à União, representada pelo Ministério das Minas e Energia (MME) enquanto Parte dos referidos Contratos, prorrogá-los com o escopo de uniformizar sua vigência com o contrato da Área sob Contrato adjacente.

125. Apesar do exposto, não consideramos necessária qualquer alteração na redação dos mencionados parágrafos 4º e 5º, vez que tanto o comentário do § 4º quanto a ressalva do § 5º (“respeitadas as disposições legais”), deixam clara a impossibilidade de tal adequação em se tratando de regime de Partilha de Produção.

126. A disposição constante do § 6º do art. 13 é objeto de análise pela Superintendência de Participações Governamentais (SPG) através do Memorando nº 605/2011 (fls. 39/40) e da Nota Técnica nº 25/2012/SPG (fls. 220/226).

127. O Memorando nº 605/2011/SPG fixou o entendimento desta Superintendência de que, tanto no que respeita às Participações e Receitas Governamentais, tanto no que toca à repartição do Excedente em Óleo devido ao Contratado e à União, serão considerados os percentuais originais incidentes sobre as Áreas sob Contrato.

128. Já a Nota Técnica SPG nº 025/2012, abordando de forma mais aprofundada a possibilidade de apuração conjunta da Participação Especial e do Custo em Óleo e o eventual pagamento de Royalties diretamente pela União em Área não Contratada quando do exercício direto do monopólio estatal do Petróleo, conclui pela impossibilidade da apuração conjunta, “visto serem as mesmas figuras distintas, com estruturas de custos/deduções possíveis diferentes”.

129. Com relação ao pagamento da Participação Especial e do Custo em Óleo relativamente às Áreas sob Contrato originais, assim se manifesta a SPG:

“Respeitando-se o entendimento acima expresso [Parecer 94/2011/PF-ANP/PGF/AGU] e considerando que a questão trata de regimes fiscais que devam ser aplicados de forma independente (e proporcional) para cada parcela da jazida unitizada, respeitando-se as características originais dos contratos envolvidos, entendemos que um campo nessa condição (jazida que se estenda por áreas com regimes fiscais distintos) deverá apurar seus custos totais (para o campo) de duas formas distintas, uma exclusiva para a apuração da PE (respeitando seu contrato de concessão), e outra exclusiva para a apuração do Custo em Óleo (respeitando seu contrato de partilha). Definidas as duas estruturas de custos, cada concessionário aplicará sua participação a sua necessidade contratual”.

130. Conclui-se, portanto, que o § 6º do art. 13 da minuta de Resolução, ao fim e ao cabo, constitui particularização do parágrafo seguinte do mesmo artigo, que estipula que as obrigações divisíveis seguirão as regras dos contratos originais das Áreas sob Contrato, enquanto as indivisíveis seguirão regulamentação específica da ANP.

131. Doutrinariamente, ao que nos consta, o primeiro autor a lançar a ideia de um tratamento diferenciado para as obrigações divisíveis e indivisíveis foi José Alberto Bucheb, em 2010, em já citado artigo publicado na Revista Brasileira do Direito da Energia (A Unitização de Jazidas no Novo Marco Regulatório das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil). Ao concluir sua análise sobre a Individualização da Produção em Jazidas sujeitas a diferentes regimes jurídicos, o doutrinador proclama:

“Assim, em conclusão, a regulação que definirá o regime especial aplicável às jazidas que se estendem por blocos adjacentes, submetidos a diferentes regimes jurídicos, deverá compreender regras específicas para as hipóteses de obrigações divisíveis – passíveis de cumprimento fracionado (art. 257 do Código Civil) – como é o caso da obrigação de recolhimento das participações governamentais (royalties e participação especial), e de obrigações indivisíveis, que só se podem cumprir por inteiro (art. 258 do Código Civil), tais como o compromisso de aquisição local de bens e serviços”. (Destacamos).

132. Em trabalho de conclusão de curso de pós-graduação intitulado Unitização: estudo de um caso (Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, 2011, pp. 14/20), ao fazer a exegese do art. 36 da Lei nº 12.351/2010, Luiz Vicente Sanches Lopes, após minuciosa análise das possibilidades trazidas pelo § 2º do citado dispositivo, ao dispor que “O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o caput independe do regime vigente nas áreas adjacentes”, conclui que a melhor interpretação, sob o ponto de vista histórico, teleológico e sistemático, é a que de que:

“...os regimes devem ser encarados de forma independente para cada parcela da jazida, respeitando-se as características originais dos contratos envolvidos, admitindo-se apenas, para as normas contratuais relacionadas às obrigações que somente possam ser

cumpridas por inteiro, definição de regramento específico pelo órgão regulador”.

133. No mesmo sentido a manifestação desta PRG no Parecer nº 094/2011/PF-ANP/PGF/AGU:

“ 113. Ao fim e ao cabo, o que se percebe é que, embora a lei tenha previsto a independência de regimes, não restou definido ao menos de forma clara, como esta se materializaria. Desse modo, o art. 36, § 2º da Lei nº 12.351/2010, a partir de sua literalidade, parece comportar tanto a interpretação no sentido da implantação de um regime único para toda a Jazida (que poderia ser o de Partilha de Produção, o de Concessão ou híbrido especial), como também a da manutenção de regimes distintos para cada parcela do Reservatório unitizado.

114. A preponderância do regime de Partilha de Produção encontra obstáculos na preservação dos contratos anteriores; a prevalência da Concessão nas próprias razões que inspiraram a edição do novo marco legal para o setor petróleo nacional.

115. Já o estabelecimento de um regime único e independente para cada parcela da Jazida, por meio dos quais seja possível preservar as características dos distintos regimes sem aniquilar qualquer deles, elidiria o risco de se negar aplicação a qualquer das leis sob exame (nº 9.478/1997 e 12.351/2010).

116. Para Luiz Roberto Barroso (Curso de direito constitucional contemporâneo: os conceitos fundamentais e a construção do novo modelo. 1ª Edição – 3ª Triagem. São Paulo: Saraiva, 2008, P. 291) ‘a interpretação, portanto, deve levar em conta o texto da norma (interpretação gramatical), sua conexão com outras normas (interpretação sistemática), sua finalidade (interpretação teleológica) e aspectos do seu processo de criação (interpretação histórica)’.

117. Deste modo, através de uma interpretação gramatical, histórica, teleológica e sistemática (do art. 36, § 2º da Lei nº 12.351/2010 à luz dos arts. 33, § 2º, 34, 37. 39 e 40 da Lei nº 12.351/2012 e art. 7º, parágrafo único da Lei nº 12.276/2010, divisamos que, no caso proposto, os regimes fiscais devem ser aplicados de forma independente (e proporcional) para cada parcela da jazida unitizada,

respeitando-se as características originais dos contratos envolvidos, admitindo-se, apenas para as normas contratuais relacionadas às obrigações que necessitem ser cumpridas por inteiro, definição de regramento específico pelo órgão regulador à luz do interesse público, da função social do contrato, das melhores práticas da indústria do petróleo, dos princípios da preservação dos contratos e da proporcionalidade". (Grifos no original).

134. Portanto, o teor dos parágrafos 6º e 7º do art. 13 revela-se consonante com a inteligência da SPG quanto ao pagamento das Participações e Receitas Governamentais e a repartição do Excedente em Óleo, com doutrina contemporânea e com o entendimento jurídico consolidado no âmbito da Procuradoria Federal junto à ANP.

135. Não obstante as considerações acima, cumpre alertar que a redação do ora analisado art. 6º é praticamente idêntica à do art. 30 da minuta de Resolução.

136. Como dito há pouco, no contexto deste Capítulo IV o § 6º do art. 13 apenas particulariza situação que é positivada, de forma genérica, no parágrafo seguinte (regramento para obrigações divisíveis e não divisíveis). Assim, a nosso ver, a permanência do § 6º na minuta é despicienda, sendo aconselhável suprimi-lo, haja vista a existência de norma idêntica melhor localizada no corpo da Resolução (Capítulo IX – Das Participações Governamentais).

137. Apenas buscando maior clareza redacional, sugerimos, no § 6º do art. 13, a substituição da expressão "deverão obedecer às" por "seguirão as".

138. Um último comentário concernente ao presente Capítulo diz com os denominados acordos de cooperação, a que se referem Sandoval Amui e Marianne Costa em obra já mencionada neste Parecer:

"O conceito de unitização pode ser ampliado, abrangendo situações em que reservatórios ou campos independentes sejam tratados de modo integrado, buscando o aproveitamento mais racional de atividades de exploração e produção (levantamentos sísmicos, perfuração de poços, estações coletoras e parques de armazenamento, dutos, recuperação secundária, etc.) ainda que,

legalmente falando, tal integração não seja compulsória. Cumpre notar que em certos casos, não havendo a otimização das facilidades de produção (mesmo não sendo compulsória por lei) pode haver prejuízo para o país contratador, uma vez que os custos e investimentos serão maiores e os impostos menores, reduzindo a participação governamental. Tal otimização, contudo, não caracteriza nem implica unitização de reservatórios.

Existe nos Estados Unidos uma figura contratual chamada 'acordo de cooperação', segundo o qual várias áreas são operadas de modo independente, mas sujeitas a um plano de desenvolvimento comum. Não há 'pooling' ou alocação de produção sob este contrato, representando uma situação intermediária entre uma abordagem totalmente independente e uma unitização convencional".

139. Não visualizamos, na legislação petrolífera pátria, disposição legal, contratual ou normativa contemplando a possibilidade de pactuação de acordos de cooperação entre diferentes detentores de direitos de Exploração e Produção. Nos Contratos de Concessão, consta apenas previsão de não reversibilidade de bens compartilhados para a Operação de Campos em uma mesma Área de Concessão (ver parágrafo 18.18 do Contrato de Concessão da décima Rodada de Licitações), situação que guarda alguma semelhança com os referidos acordos de cooperação, mas que deles se diferencia por tratar de compartilhamento de instalações entre Áreas, e não entre diferentes titulares de direitos de Exploração e Produção.

140. Nesse sentido, julgamos apropriada a inclusão de mais um parágrafo no art. 13 da Resolução, dispondo que se aplicam, no que couber, as disposições deste Capítulo IV aos acordos facultados aos detentores de direitos de Exploração e Produção em Áreas sob Contrato distintas que visem o compartilhamento de instalações de Produção para o Desenvolvimento conjunto de Campos de Petróleo e Gás Natural.

vi) Capítulo V - Da Individualização da Produção em Áreas Não Contratadas

141. Preliminarmente à análise das relações jurídicas constituídas pela União quando envolvidas Áreas não Contratadas em um

Procedimento de Individualização da Produção, é importante ter clara e assentada, nos termos do ordenamento jurídico brasileiro, a condição do ente público federal face aos bens e atividades envolvidas.

142. Os incisos V e IX do art. 20 da Constituição Federal arrolam, entre os bens da União, “os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva” e os “recursos minerais, inclusive os do subsolo”.

143. E, nos termos do art. 177 da Carta Maior, as atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural e outros hidrocarbonetos fluidos constituem monopólio da União.

144. Até o advento da Emenda Constitucional (EC) nº 09/1995, o § 1º do art. 177 da Constituição Federal incluía no monopólio “os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionados, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, § 1º”. Resguardado, portanto, o pagamento de participação nos resultados da Lavra ou compensação por ela às unidades federativas, era defeso à União a cessão ou concessão de participação na Exploração e Produção das Jazidas de Petróleo ou Gás Natural pátrias.

145. Cabia à Petrobras, como executora do monopólio, nos termos da Lei nº 2.004/1953, realizar todas as atividades da cadeia industrial do Petróleo, não havendo, portanto, transferência de propriedade quando da extração do Petróleo e do Gás Natural das Jazidas.

146. Com a promulgação da EC nº 09/1995 houve sensível alteração neste quadro. Com a nova redação dada ao § 1º do art. 177, à União foi facultado “contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei”, transferindo-lhes os custos e riscos da atividade e a propriedade da Lavra, em caso de sucesso exploratório.

147. A atuação do constituinte derivado, ressalte-se, não importou o fim do monopólio estatal do petróleo, como já assentado, inclusive, pela Corte Maior:

“Note-se bem: o monopólio permanece íntegro; não foi extirpado da Constituição; apenas tornou-se relativo em relação ao contemplado na redação anterior do texto da Constituição. Anteriormente, de modo bem amplo, projetava-se sobre o produto da exploração petrolífera. Ia para além da atividade monopolizada. A Constituição impedia que a União cedesse ou concedesse qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, §1º (...)

Permito-me deixar dois aspectos bem vinculados:

(i) a inovação introduzida pela EC 9/95, no sentido de tornar relativo o monopólio, não se encontra na permissão de que a União contrate com empresas estatais ou privadas a sua exploração; desde anteriormente à emenda a União não estava obrigada a explorar o monopólio diretamente; desde sempre essa exploração poderia ser exercida por outrem, pessoa jurídica de direito público ou privado;

(ii) o monopólio de que se trata tornou-se relativo precisamente porque antes da EC 9/95 projetava-se, de modo amplo, sobre o produto da exploração petrolífera; ia, neste sentido, para além da atividade monopolizada; a ausência dessa projeção, no regime da EC 9/95, é que o torna relativo em relação ao regime anterior.

A EC 9/95 permite que a União transfira ao ‘concessionário’ os riscos e resultados da atividade e a propriedade do produto da exploração de jazidas de petróleo e de gás natural, observadas as normas legais.”

(ADI 3.273, Rel. p/ o ac. Min. Eros Grau, julgamento em 16-3-2005, Plenário, DJ de 2-3-2007.)

148. É permitido à União, pois, tanto contratar quanto executar diretamente as atividades abrangidas pelo monopólio estatal do petróleo. É o que a doutrina vem denominando “monopólio de escolha”. A respeito, assim se pronuncia Alfredo Rui Barbosa (A natureza jurídica da concessão para exploração de petróleo e gás natural. Jus Navigandi, Teresina, ano 9, n. 389, 31/07/2001, Disponível em <<http://jus.uol.com.br/revista/texto/5521/a-natureza-juridica-da-concessao-para-exploracao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 07/10/2011):

“É importante, entretanto, esclarecer um aspecto relevante, mas ainda pouco analisado, pertinente às novas disposições constitucionais e legais aplicáveis ao monopólio estatal sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. A

redação dada pela EC- nº 9/1995 ao § 1º do art. 177 da Constituição desvinculou esse monopólio da tradicional intervenção direta do Estado no domínio econômico, com exclusividade no controle e no exercício dessas atividades, passando a caracterizá-lo como um monopólio de escolha do poder público, tal como o denomina Alexandre de Moraes. Em outras palavras, além de reafirmar o monopólio federal sobre o setor petrolífero, a EC nº 9/1995 conferiu, também, à União a competência de optar: a) pela realização direta das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural sob monopólio; ou b) pela contratação dessas atividades com empresas estatais ou privadas, sob regime de concorrência.” (Grifamos).

149. Em casos como o que ora se aprecia, em que uma jazida extrapola os limites geográficos de um Bloco difundindo-se por área não concedida, não contratada sob regime de Partilha de Produção e nem cedida onerosamente, tem-se hipótese em que a União exerce diretamente a atividade econômica constitucionalmente monopolizada.

150. O exercício direto do monopólio estatal não se confunde com a Operação. Para exercê-lo, a União não necessita prospectar a área ou instalar equipamentos de Produção. A participação em um Acordo de Individualização da Produção é bastante para caracterizá-lo.

151. Assim, independentemente de a Petrobras ou outra empresa estatal ou privada executarem as Operações de Exploração e Produção, a União, pactuando através da ANP (ou da PPSA) um Acordo de Individualização da Produção, exerce, de forma direta, as atividades inerentes ao monopólio estatal do petróleo.

152. Observa-se, ainda, no plano legal, que os artigos 3º, 4º, 5º, 21 e 22 da Lei nº 9.478/97, contêm disposições repetindo a persistência do monopólio e a garantia, à União, dos bens e direitos oriundos da ocorrência de Petróleo, Gás Natural e outros hidrocarbonetos no território brasileiro, na plataforma continental e na zona econômica exclusiva.

153. No mais, com a revogação do art. 27 da Lei nº 9.478/97 e o advento da Lei nº 12.351/2010, e, em especial de seus arts. 34, 36, 37 e 63, elidiu-se qualquer dúvida quanto à possibilidade de a ANP regular e celebrar (neste caso, também a PPSA) AIP, representando a União, nos casos de extensão da Jazida para Área não Contratada.

154. Feitas essas considerações e nelas inspirados, passamos ao estudo do capítulo V desta minuta de Resolução.

155. No “caput” do art. 14 sugerimos a substituição da expressão “se estenda” por “Compartilhada alcance” e do artigo definido “o” que antecede “Cessionária” por “a”, além da supressão da vírgula após a mesma palavra.

156. Quanto ao texto do § 1º do art. 14, não nos ficou clara sua relação com a fundamentação (fl. 43), razão pela qual solicitamos explicitação ou adequação.

157. No que concerne ao § 2º do mesmo artigo, é salutar, em nossa percepção, a previsão expressa de a União ter a faculdade de avaliar a Jazida Compartilhada em conjunto com a Parte.

158. Em que pese à possibilidade de contratação direta da Petrobras para a execução destas atividades, conforme previsão legal estampada no art. 38 da Lei nº 12.351/2010, não há determinação legal no sentido de que a Avaliação da Jazida Compartilhada sempre seja levada a cabo pela Petrobras.

159. Divisamos situações em que tal contratação pode não ser empreendida. É razoável supor que, esporadicamente, não seja possível à Petrobras atender eventual solicitação de contratação por parte da ANP, até porque a estatal é uma empresa de petróleo, e não de prestação de serviços.

160. De outro giro, há casos em que as Jazidas se estendem minimamente para além da Área sob Contrato, inviabilizando, na prática, a aplicação do art. 38 da Lei nº 12.351/2012.

161. Em hipóteses como as acima aludidas, a avaliação conjunta dos Reservatórios se apresenta como uma adequada opção, respaldada juridicamente na interpretação do monopólio do petróleo acima externada. Ademais, os arts. 36 e 37 da Lei nº 12.351/2010 se referem, ampla e genericamente, a

“avaliações” realizadas pela ANP, o que permite especular que o legislador erigiu o referido art. 38 apenas como UMA das formas através da qual Jazida Compartilhada por Área não Contratada poderá ser avaliada.

162. Importante realçar que a possibilidade de o detentor de direitos de Exploração e Produção realizar atividade exploratória em área externa à que lhe foi outorgada, mediante justificativa técnica e prévia autorização da ANP, integra a tradição dos Contratos de Concessão em curso, como se observa, por exemplo, nos parágrafos 13.21, 13.22 e 13.23 do Contrato de Concessão da décima Rodada de Licitações.

163. Por isso, entendemos possível que o titular dos direitos de Exploração e Produção conduza as Operações de Avaliação conjunta da porção da Jazida Compartilhada situada em Área não Contratada.

164. Ainda em relação ao § 2º do art. 14 da minuta de Resolução observamos que, nos termos dos arts. 36 e 37 da Lei nº 12.351/2010, não é dado à PPSA realizar Avaliações da Jazida Compartilhada. Tal atribuição é exclusiva da ANP (que, como visto acima, pode realizá-la mediante contratação da Petrobras ou conjuntamente com a outra Parte), razão pela qual indicamos a supressão do trecho “pela PPSA ou”.

165. Sugerimos, por fim, a inclusão da expressão “da Jazida Compartilhada” após “avaliação” no indigitado dispositivo.

166. O § 3º do art. 14 da minuta repete o preceito legal positivado no art. 38 da Lei nº 12.351/2010. Por sua vez, o fundamento constitucional da possibilidade de contratação direta da Petrobras para o exercício de uma atividade monopolizada (Exploração) é o mesmo desenvolvido no início deste capítulo.

167. É dizer, é permitido à União tanto contratar quanto executar diretamente as atividades abrangidas pelo monopólio estatal do petróleo, inclusive no que tange às atividades de Avaliação da Jazida Compartilhada. Desse modo, não nos parece que a hipótese sob exame seja de “exceção à regra do art. 23 da Lei nº 9.478/97”, mas de alternativa facultada à União diante da adequada compreensão do alcance do monopólio fixado pela Constituição Federal, razão pela qual propomos a adequação da motivação deste §3º (fl. 243).

168. O art. 15 da minuta de Resolução espelha-se no art. 36, § 2º da Lei nº 12.351/2010, "verbis":

"Art. 36. A União, representada pela empresa pública referida no § 1º do art. 8º e com base nas avaliações realizadas pela ANP, celebrará com os interessados, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não compartilhadas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de Partilha de produção."

§ 1º. A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 2º. O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o caput independe do regime vigente nas áreas adjacentes.
(Destacamos).

169. O § 2º do citado artigo 36 pretendeu fornecer solução para casos de unitização em que as áreas vizinhas estejam sujeitas a regimes fiscais distintos. Objetiva-se, por certo, a independência de regimes. Não resta claro, contudo, a quais regimes e áreas é conferida tal independência.

170. Importa, pois, como fizemos no Parecer nº 094/2011/PF-ANP/PGF/AGU, interpretar a norma com o propósito de desvendar seu conteúdo.

171. Uma primeira interpretação literal possível seria a de que a expressão "*nas áreas de que trata o caput*" abrangesse toda a Jazida Compartilhada. Assim sendo, para a Jazida inteira seria estabelecido um regime único independente daquele vigente nas áreas adjacentes (à Jazida unitizada), que continuariam sob a disciplina dos regimes originais. Ou seja, as jazidas não compartilhadas continuariam submetidas ao regime vigente à época da outorga da Concessão ou da Partilha de Produção.

172. Entretanto, a lei não minudencia qual seria este regime único e independente do vigente nas áreas adjacentes, a reger as relações jurídicas na Jazida Compartilhada.

173. Nessa linha interpretativa, uma opção seria a de adotar o regime de Partilha de Produção para a Jazida Compartilhada como um todo, em homenagem a todos os valores que justificaram a mudança do marco regulatório petrolífero e à edição da própria Lei nº 12.351/2010, tais como a expectativa de baixo risco exploratório na área do polígono do Pré-Sal, a pujança dos Reservatórios ali situados, o interesse de manter a propriedade da União sobre parcela do Petróleo produzido e a intenção de uma maior ingerência do Estado na Exploração e Produção de nossos recursos petrolíferos, de forma a maximizar ganhos em benefício da sociedade brasileira.

174. Aliás, foram esses os argumentos que o Ministro das Minas e Energias utilizou no discurso de anúncio da proposta do novo modelo exploratório para as Jazidas do Pré-sal, e que constam, igualmente, na “Cartilha do Pré-Sal” disponível no sítio eletrônico do Ministério das Minas e Energia.

175. Outra cogitação, ainda dentro desta linha interpretativa, seria a da prevalência do regime de Concessão, fundada no respeito aos contratos anteriormente celebrados, ao ato jurídico perfeito e à segurança jurídica.

176. Ainda como desdobramento da interpretação proposta (regime único para a Jazida Compartilhada, independente do regime das áreas adjacentes), tem-se um terceiro caminho, em que não haveria a preponderância deste ou daquele regime, criando-se um regime jurídico específico e especial para a Jazida Compartilhada como um todo.

177. Em nossa compreensão, a combinação de regras contratuais, na hipótese em análise, não encontra obstáculo jurídico. Parece-nos razoável que o legislador tenha, intencionalmente, remetido ao órgão regulador a solução da questão, não havendo que se falar em violação ao princípio da reserva legal ou ao da separação de poderes.

178. José Alberto Bucheb, como já mencionado na análise do Capítulo II, posiciona-se no sentido de que “a regulação definirá o regime especial aplicável às jazidas que se estendem por blocos adjacentes, submetidos a diferentes regimes jurídicos” (destacamos), sugerindo a adoção de regras específicas para as hipóteses de obrigações divisíveis, passíveis de cumprimento fracionado, como é a de recolhimento de participações governamentais, e de obrigações indivisíveis, que só se podem cumprir por inteiro, como o compromisso de aquisição de conteúdo local de

bens e serviços (A unitização de jazidas no novo marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Revista do Direito da Energia, n. 1º, dez 2010, p. 212/213).

179. Apreciadas as três possibilidades derivadas da primeira interpretação gramatical, trazemos a baila outra interpretação possível (ainda literal): considerar que a parte inicial do dispositivo, quando alude às “áreas de que trata o *caput*” estaria se referindo à parcela da Jazida que se estende para Área não Contratada, restando à outra parte do Reservatório (localizada em Área sob Contrato) a incidência do regime fiscal original.

180. A regra valeria tanto para a hipótese de a Área sob Contrato localizar-se no polígono do Pré-sal, sujeita ao regime de Partilha de Produção (ou Cessão Onerosa), quanto para o caso de o regime incidente ser o de Concessão.

181. Ter-se-ia, portanto, a independência dos regimes, preservando, de um lado, a sistemática da Partilha da Produção introduzida pelo novo marco regulatório e, de outro, o regime de Concessão, em homenagem à preservação dos contratos já celebrados e à segurança jurídica.

182. Nesse sentido, cabe destacar a afirmativa do Ministro das Minas e Energia, no ato de anúncio da proposta do novo modelo exploratório para as Jazidas do Pré-sal, de que “os contratos existentes são intocáveis”, bem como a abordagem constante da Cartilha do Pré-Sal (disponibilizada no sítio eletrônico do MME) que propala, referindo-se ao Acordo de Individualização da Produção entre Blocos concedidos e partilhados, que “o processo de individualização da produção independe do tipo de contrato, concessão ou partilha” e que “em ambos os casos devem ser respeitadas as características específicas de cada um dos contratos envolvidos”.

183. Tais assertivas poderiam ser consideradas, sob o ponto de vista histórico, para esclarecer o cenário no qual surgiu o dispositivo ora interpretado e sob o aspecto teleológico como indicativo possível para sua finalidade, qual seja, aplicar a nova lei para as áreas não contratadas e preservar os negócios jurídicos anteriores.

184. Jacqueline Weaver, embaixada na experiência internacional, durante palestra promovida pelo IBP, em 2004, sobre os novos desafios jurídicos do *upstream* da indústria do petróleo no Brasil, defendeu que existindo alíquotas de Royalties distintas em áreas unitizadas, caberia a aplicação das diferentes alíquotas à proporção da Produção correspondente aos respectivos Blocos (Jorge Antônio Pedroso

Junior. Unitização: um enfoque multifacetado à luz do direito brasileiro. Monografia de Graduação. UERJ, Rio de Janeiro, 2004, p. 50).

185. “Mutatis mutandis”, este entendimento poderia ser aplicável no caso ora em apreço, com a vantagem de se preservar ambos os regimes, prestigiando os valores que nortearam a edição do novo marco, bem como aqueles que justificariam a preservação do antigo. Entretanto, para as obrigações indivisíveis, em relação às quais nos parece incabível a manutenção de regimes autônomos, seria necessária regulamentação específica pelo órgão regulador.

186. Ao final, o que se percebe é que, embora a lei tenha previsto a independência de regimes, não restou definido, ao menos de forma clara, como esta se materializaria. Desse modo, o art. 36, §2º da Lei nº 12.351/2010, a partir de sua literalidade, parece comportar tanto a interpretação no sentido da implantação de um regime único para toda a Jazida (que poderia ser o de Partilha de Produção, o de Concessão ou híbrido especial), como também a da manutenção de regimes distintos para cada parcela do Reservatório unitizado.

187. A preponderância do regime de Partilha de Produção encontra obstáculos na preservação dos contratos anteriores; a prevalência da Concessão nas próprias razões que inspiraram a edição do novo marco legal para o setor do petróleo nacional.

188. Já o estabelecimento de um regime único e independente para cada parcela da Jazida, por meio dos quais seja possível preservar as características dos distintos regimes sem aniquilar qualquer deles, elidiria o risco de se negar aplicação a qualquer das leis sob exame (nº 9.478/1997 e 12.351/2010).

189. Para Luis Roberto Barroso (Curso de direito constitucional contemporâneo: os conceitos fundamentais e a construção do novo modelo. 1ª Edição - 3ª Tiragem. São Paulo: Saraiva, 2009, p. 291) “a interpretação, portanto, deve levar em conta o texto da norma (interpretação gramatical), sua conexão com outras normas (interpretação sistemática), sua finalidade (interpretação teleológica) e aspectos do seu processo de criação (interpretação histórica)”.

190. Deste modo, através de uma interpretação gramatical, histórica, teleológica e sistemática (do art. 36, § 2º da Lei nº 12.351/2010 à luz dos arts. 33, §2º, 34, 37, 39 e 40 da Lei nº 12.351/2010 e art. 7º, parágrafo único, da Lei nº

12.276/2010) divisamos que os regimes fiscais devam ser aplicados de forma independente (e proporcional) para cada parcela da jazida unitizada, respeitando-se as características originais dos contratos envolvidos, admitindo-se, apenas para as normas contratuais relacionadas às obrigações que necessitem ser cumpridas por inteiro, definição de regramento específico pelo órgão regulador à luz do interesse público, da função social do contrato, das melhores práticas da indústria do petróleo, dos princípios da preservação dos contratos e da proporcionalidade.

191. Fixada a interpretação do significado da “independência de regimes”, alertamos para a repetição do teor do “caput” do art. 15 no art. 23 da mesma minuta (ambos pertencentes ao Capítulo V – Da Individualização da Produção em Áreas não Contratadas).

192. Observamos, por fim, que a “independência de regimes” é prevista no Capítulo V da minuta (art. 15 e art. 23), dedicado às Áreas não Contratadas, motivo pelo qual, aparentemente, exclui-se a aplicação da norma para as Áreas sob Contrato.

193. Entretanto, não percebemos razão para tanto, já que a tese defendida nos itens anteriores deste Parecer se aplica, indistintamente, tanto às Áreas não Contratadas quanto às Áreas sob Contrato submetidas a regimes de Exploração e Produção distintos (Concessão, Partilha de Produção ou Cessão Onerosa). Por conseguinte, recomendamos que se proceda à adequação do posicionamento do dispositivo, de modo que todas as hipóteses sejam contempladas, o que pode ser implementado, por exemplo, através de previsão genérica no capítulo IV.

194. Já o parágrafo único do art. 15 tem o propósito específico de solucionar situação, em princípio transitória, envolvendo Jazidas Compartilhadas por Áreas não Contratadas.

195. Oportuno destacar, preliminarmente ao aprofundamento da análise do dispositivo, que a incidência do Regime de Partilha de Produção ocorrerá somente na relação a ser estabelecida quando da celebração de Contrato de Partilha de Produção com a Petrobras (art. 8º, inciso I da Lei nº 12.351/2010) ou com o consórcio eventual e futuramente formado em razão de licitação formatada segundo o novo marco regulatório (art. 8º, inciso II e art. 13 e seguintes da Lei nº 12.351/2010).

196. Desse modo, mesmo que a Área não Contratada se localize internamente ao polígono do Pré-Sal, a nosso ver não ocorre, neste momento, verdadeira Partilha de Produção, pela simples razão de não haver ainda com quem partilhar, soando mais apropriado referir-se ao exercício direto do monopólio nesta porção do Reservatório, tal como previamente abordado neste Parecer.

197. Dito isso, embora se advogue a independência de regimes e respeito à Lei nº 12.351/2010, não aparenta ser o caso de aplicação, antes da celebração de contrato de Partilha da Produção, dos conceitos de Custo e Excedente em Óleo, entre outros previstos no art. 2º da Lei nº 12.351/2010.

198. Em um contexto de (i) inexistência de alguns parâmetros contratuais para as Áreas não Contratadas, (ii) de necessidade de celebração dos AIP e (iii) de conveniência do prosseguimento da Produção, nos parece oportuno, na celebração dos AIP, que até que se avence um contrato de Exploração e Produção específico para estas áreas sejam mantidos, temporariamente, os parâmetros dos contratos já existentes para as obrigações que tenham origem contratual.

199. O parágrafo único sob exame faz alusão, primeiramente, ao inciso III do art. 13 da minuta de resolução, que cuida da possibilidade da escolha do Operador pelas Partes envolvidas no AIP, consoante interpretação já manifesta do art. 35 da Lei nº 12.351/2010.

200. Ainda que o Operador do consórcio no regime de Partilha de Produção seja, via de regra, a Petrobras (por expressa previsão legal), em se tratando de Individualização da Produção é possível sua escolha pelas Partes. Assim, nos termos do dispositivo em comento, se houver Jazida Compartilhada por Área não Contratada as atividades de Exploração e Produção deverão ser conduzidas pelo Operador da Área sob Contrato, regulação adequada e não violadora de disposição legal.

201. A segunda referência do parágrafo único do art. 15 é ao inciso VII do art. 13, que versa sobre os percentuais e regras de conteúdo local aplicáveis à Jazida Compartilhada por Área não Contratada. Tal parâmetro tem, também, origem contratual, razão pela qual não visualizamos qualquer ilegalidade neste particular.

202. Por último, o parágrafo único do art. 15 remete ao inciso VIII do art. 13 da minuta, que, por sua vez, atine às Participações Governamentais devidas.

Nesse caso, em se tratando de Área não Contratada, não nos soa adequado replicar os percentuais e critérios adotados no contrato de Exploração e Produção da Área sob Contrato, eis que tais Participações têm seus contornos fixados em lei.

203. A recentemente sancionada Lei nº 12.734/2012, por exemplo, estipula a alíquota de Royalties nas áreas submetidas ao regime de Partilha de Produção (polígono do Pré-sal e futuras Áreas Estratégicas) em 15%. Tal percentual é superior ao teto de 10% atualmente em vigor nos regimes de Concessão e Cessão Onerosa.

204. De outro giro, não incide Participação Especial nas áreas submetidas aos regimes de Partilha de Produção e Cessão Onerosa, ao contrário do que ocorre no regime de Concessão.

205. Outrossim, a sensibilidade do tema, com forte repercussão na receita das unidades federativas, desaconselha que norma infralegal quantifique tais Participações Governamentais, ainda que temporariamente.

206. Isso posto, recomendamos alteração da minuta no que toca às Participações Governamentais, desvinculando sua incidência dos contratos pertinentes às Áreas sob Contrato e mantendo as alíquotas definidas na Lei.

207. Ainda em relação ao parágrafo em apreço, indicamos a alteração das expressões “licitada a área”, “sobre a área” e “das áreas” por “houver licitação”, “de Exploração e Produção sobre ela” e “a que ela esteja submetida”, respectivamente.

208. A parte inicial do art. 16 da minuta de Resolução espelha-se no “caput” dos arts. 36 e 37 da Lei nº 12.351/2010, ao prever que o AIP obrigará o futuro Concessionário ou Contratado a assumir seus termos e condições.

209. Na parte final do artigo, permitem-se eventuais adequações no AIP, desde que aprovadas pela ANP. Não entrevemos, neste aspecto, qualquer incompatibilidade entre a previsão normativa e os dispositivos legais citados, pois, em nosso sentir, a finalidade do preceito estampado no art. 36 da Lei nº 12.351/2010 é impedir que o novo Concessionário ou Contratado no regime de Partilha de Produção se recuse a honrar o AIP previamente celebrado.

210. O que se espera é que o futuro detentor de direitos de Exploração e Produção não tumultue o desenrolar das Operações em execução, prejudicando a

Produção. Desse modo, o comando legal tem por escopo conferir segurança jurídica ao Acordo pactuado contra eventual negativa ou resistência da nova Parte aos termos e condições previamente estipulados.

211. Não nos parece razoável supor que o intento da norma seja o de congelar as relações contratuais futuras, compelindo as Partes a não alterarem o AIP mesmo em situações em que ambas assim entendam necessário.

212. Ainda que tendo por norte o interesse público, os AIP, especialmente quando a União não é Parte, são contratos privados, sobre os quais incide, mesmo que mitigadamente, o princípio da autonomia da vontade. Desde que autorizadas pela ANP (que zela pelo interesse público consubstanciado na Lavra conservativa das Jazidas Compartilhadas), têm as partes privadas certa liberdade de renegociar cláusulas do Acordo sem ofensa ao “caput” do art. 36 da Lei nº 12.351/2010.

213. Ademais, é forçoso reconhecer que quando a ANP ou a PPSA (representando a União) são Partes em um AIP, pode haver cláusulas muito específicas (v.g., a que trata do mecanismo de resolução de conflitos), que não se aplicam a particulares. E outras cláusulas há que podem ser negociadas pelas partes sem qualquer impacto no interesse público (v.g., a que define quem é o Operador da Área Individualizada). Nesses casos carece de sentido obrigar as Partes a manterem os exatos termos do AIP celebrado com a ANP simplesmente por invocação à parte final do “caput” do art. 36 da Lei nº 12.351/10.

214. Com efeito, o direito deve ser interpretado inteligentemente e não de modo a que a ordem legal prescreva inconveniências, consoante consagrada citação doutrinária de CARLOS MAXIMILIANO:

“Deve o Direito ser interpretado inteligentemente, não de modo a que a ordem legal envolva um absurdo, prescreva inconveniências, vá ter a conclusões inconsistentes ou impossíveis.” (MAXIMILIANO, Carlos. Interpretação e Aplicação do Direito, 2ª edição, Livraria Globo, 1933, p.183)

215. Em nossa percepção, a inserção no AIP de cláusula que preveja a possibilidade de as novas Partes reavaliarem algumas das estipulações contratuais no novo Acordo, condicionando tal revisão, porém, à aprovação da ANP, não violaria o dispositivo legal em mira (art. 36, “caput”, “in fine” da Lei nº 12.351/2010) e teria,

em interpretação sistemática, respaldo nos arts. 39 e 40, parágrafo único, da mesma Lei.

216. Nesse sentido, recomenda-se fazer alusão, na motivação do ato (fls.244), também aos artigos 36, 39 e 40, parágrafo único, da Lei nº 12.351/2010.

217. Por último, em razão de conexão com este dispositivo, entendemos oportuno lembrar a importância de se prever, já na minuta de Resolução, a ampla publicização do AIP por ocasião das Rodadas de Licitação, eis que não nos parece concebível que o ofertante se veja obrigado a aderir a um Acordo cujo conteúdo não seja de seu pleno conhecimento.

218. No mesmo fio, não divisamos que os já mencionados artigos 36 e 37 da Lei nº 12.351/2010 tenham o condão de comprometer a saudável evolução das relações contratuais no que concerne à correção do quinhão devido a cada Parte na medida em que se aprofunda o conhecimento geológico da Jazida Compartilhada. Dessa forma, a nosso ver, não há qualquer impedimento jurídico à previsão de ao menos uma Redeterminação e à formulação dos correspondentes ajustes nos Acordos celebrados.

219. Os gastos em custeio e investimentos efetuados (e a serem efetuados) pelo detentor de direitos de Exploração e Produção da Área sob Contrato são tratados no art. 18 da minuta de Resolução.

220. O “caput” do dispositivo cuida do rateio dos investimentos da Etapa de Desenvolvimento e dos custos de Produção. Trata-se de valores que se situam fora daqueles previstos pelo titular dos direitos de Exploração e Produção quando da pactuação do compromisso exploratório decorrente da homologação e adjudicação da licitação ou da efetivação da Cessão Onerosa.

221. Os gastos da Fase de Produção não pressupõem risco exploratório, pois são projetados após a Declaração de Comercialidade da Descoberta. Elidido o risco e garantido o quinhão da Produção proporcional à Participação da União, parece de todo razoável, neste caso, o rateio.

222. O §1º do art. 18, por sua vez, refere-se especificamente aos gastos exploratórios atinentes ao custeio das operações (OPEX) e investimentos (CAPEX) exploratórios. Tais gastos, realizados por uma das Partes sem o

consentimento da outra, são, usualmente, ponto sensível na discussão dos AIP, suscetíveis que são a acirrados embates.

223. O reembolso dos custos e investimentos exploratórios realizados pelo detentor de direitos de Exploração e Produção descobridor antes da percepção de que a jazida extrapola o limite da Área sob Contrato, nos AIP celebrados entre particulares, encontra respaldo na vedação ao enriquecimento sem causa de quem detém os direitos de Exploração e Produção da área adjacente, haja vista o benefício advindo da Descoberta sem a contrapartida dos investimentos e da assunção do risco exploratório.

224. De outro norte, a este último titular de direitos de Exploração e Produção cabe o argumento de que não participou das decisões que geraram os gastos incorridos e de que o risco é inerente à atividade.

225. Na mesma toada do que é discutido nos AIP celebrados entre particulares, sobretudo ao se considerar que os custos e riscos da atividade correm, por expressa previsão legal, à conta do Concessionário ou da Cessionária e que os gastos foram realizados em função de opção técnica e econômica sua, não parece razoável que a União arque com os investimentos exploratórios.

226. No caso em exame, além das controvérsias inerentes aos AIP eminentemente privados, a presença da ANP ou PPSA, figurando em um dos polos do Acordo como representante da União, avulta em importância questões outras, a seguir abordadas.

227. O ordenamento jurídico brasileiro não dá margem a qualquer dúvida quanto ao fato de que a União é a legítima proprietária das reservas de Petróleo e de Gás Natural brasileiras, inclusive as localizadas na plataforma continental e na zona econômica exclusiva, como se depreende da Constituição (art. 20, V e IX) e da Lei (art. 3º da Lei nº 9.478/1997). Tal constatação não causa maior controvérsia entre os doutrinadores pátrios. Por todos:

“Por outro lado, vale lembrar que a promulgação da Emenda n. 9 não alterou a natureza jurídica das atividades monopolizadas, pois os recursos do subsolo são bens da União, conforme dispõe o art. 20, IX, da Carta de 1988. É de assinalar, portanto, que as jazidas petrolíferas compõem a dominialidade pública. São bens que integram o patrimônio da União.” (BASTOS, Celso Ribeiro. Direito Econômico

Brasileiro. São Paulo, 2000, Ed. Celso Bastos, Instituto Brasileiro de Direito Constitucional, p.305/306)

228. A mesma certeza desponta quando se aventa a titularidade dos direitos de Exploração e Produção do Petróleo, Gás Natural e demais hidrocarbonetos fluidos presentes no território nacional (incluída a plataforma continental e a zona econômica exclusiva), bem como do acervo técnico constituído pelos dados e informações (na sua maioria de ordem geológica, geofísica e geoquímica) atinentes às Bacias sedimentares brasileiras, também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, “in verbis”:

“Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010). (Grifamos)

“Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração. (Grifamos).

“§ 1º A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

“§ 2º A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações procedidas pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997.

“§ 3º O Ministério de Minas e Energia terá acesso irrestrito e gratuito ao acervo a que se refere o caput deste artigo, com o objetivo de realizar estudos e planejamento setorial, mantido o sigilo a que esteja submetido, quando for o caso. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)”.

229. Como é cediço, a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil se dá em regime de monopólio, nos termos do art. 177 da Carta Magna. O que a EC nº 09/1995 outorgou à União foi um leque de opções quanto à forma de exercício do monopólio, antes restrita exclusivamente à Petrobrás, como já mencionado neste Parecer.

230. Decerto, as particularidades (i) quanto ao monopólio das atividades envolvidas (art. 177, I, da Constituição Federal e art. 4º da Lei 9.478/1997), (ii) quanto à propriedade dos recursos naturais (art. 20, V, e IX da Constituição e art. 3º da Lei nº 9.478/1997), (iii) quanto à titularidade dos direitos relacionados à Exploração e Produção (art. 21 da Lei 9.478/1997) e (iv) quanto à propriedade do acervo de dados e informações sobre as Bacias sedimentares brasileiras (art. 22 da Lei 9.478/1997), devem ser consideradas e projetadas sobre a análise do caso em tela.

231. É importante aqui mirar a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob uma perspectiva ampla, a partir do ordenamento jurídico brasileiro como um todo. Sob este enfoque, é natural que a União desfrute dos resultados obtidos com a política petrolífera brasileira desenvolvida para os citados bens, consoante o quadro jurídico descrito nas linhas anteriores, inclusive no que diz respeito a sua materialização nas atividades desenvolvidas pelos particulares. Um olhar diferente sobre a questão significaria defender, no Brasil, um regime de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural voltado ao interesse predominante do particular, o que nunca foi, por força da própria Constituição, das leis específicas e do histórico do setor, o intento da política brasileira concernente a estes bens reconhecidamente estratégicos e vitais para a nação.

232. Neste contexto, não nos parece digna de qualquer censura, forte na sistemática do ordenamento jurídico brasileiro, a equação segundo a qual, em linhas gerais:

233. Incumbe às empresas de Petróleo privadas e estatais detentoras de direitos de Exploração e Produção de Áreas sob Contrato no Brasil: (i) a obrigação de explorar Petróleo e Gás Natural na área em que declaradas licitantes vencedoras; (ii) os custos e riscos inerentes à Exploração; (iii) no caso de êxito exploratório (Descoberta Comercial), a Produção de Petróleo e Gás Natural nestas áreas; (iv) a propriedade do resultado da Lavra nas Áreas sob Contrato (art. 177, §1º da Constituição Federal e art. 26, "caput" da Lei nº 9.478/1997).

234. E à União, legítima detentora do monopólio das atividades desenvolvidas (art. 177, da Lei Maior), cabem: (i) os tributos, Participações e Receitas Governamentais atinentes à Produção do Petróleo nacional (art. 26, "caput" da Lei nº 9.478/1997); (ii) a propriedade do acervo técnico composto pelos dados e informações sobre as Bacias sedimentares brasileiras (arts. 21 e 22 da Lei nº 9.478/1997); (iii) a propriedade das jazidas brasileiras de Petróleo e Gás Natural, inclusive as localizadas no subsolo, na plataforma continental e na zona econômica exclusiva, internas e externas às Áreas sob Contrato (art. 20, incisos V e IX da Carta Constitucional e art. 3º da Lei nº 9.478/1997); (iv) a regulação de toda a cadeia petrolífera no país (art. 177, §2º, inciso III da Constituição e art. 5º e 8º da Lei nº 9.478/1997).

235. Especificamente quanto aos custos e riscos da atividade, o legislador ordinário e, no mesmo passo, os Contratos de Concessão e Cessão Onerosa, não deixam dúvida quanto a quem incumbe o encargo de suportá-lo:

"Lei nº 9.478/1997

Artigo 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento de tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes." (Grifamos).

*Contrato de Concessão da Décima Rodada
Por conta e risco do concessionário*

2.2 O concessionário assumirá sempre, em caráter exclusivo, todos os custos e riscos relacionados com a execução das operações e suas conseqüências, cabendo-lhe, como única e exclusiva contrapartida, a propriedade do petróleo e gás natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ele recebidos no ponto de medição da produção, nos termos deste contrato, com sujeição aos encargos relativos aos tributos e às compensações financeiras detalhadas no anexo v – participações governamentais e de terceiros, e da legislação brasileira aplicável. (Grifamos).

2.2.1 Com base no princípio estabelecido no parágrafo 2.2, e sem com isto limitar sua aplicação, fica expressamente entendido que o concessionário arcará com todos os prejuízos em que venha a incorrer, sem direito a qualquer pagamento, reembolso ou indenização, caso não haja descoberta comercial na área da concessão ou caso o petróleo e gás natural que venha a receber no ponto de medição sejam insuficientes para a recuperação dos investimentos realizados e o reembolso das despesas incorridas, quer diretos ou através de terceiros. Além disso, o Concessionário será o único responsável civilmente pelos seus próprios atos e os de seus prepostos e subcontratados, bem como pela reparação de todos e quaisquer danos causados pelas Operações e sua execução, independentemente da existência de culpa, devendo ressarcir a ANP e a União dos ônus que estas venham a suportar em conseqüência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do Concessionário.” (Grifamos).“

Exclusividade e Responsabilidade do Concessionário

13.1 Durante a vigência deste Contrato, e desde que observados os termos e condições do mesmo, o Concessionário terá, com a exceção prevista no parágrafo 2.5, o direito exclusivo de realizar as Operações na Área da Concessão, obrigando-se para isso, por sua conta e risco, a aportar todos os investimentos e a arcar com todos os gastos necessários, a fornecer todos os equipamentos, máquinas, pessoal, serviços e tecnologia apropriados, e a assumir e responder integral e objetivamente pelas perdas e danos causados, direta ou indiretamente, pelas Operações e sua execução, independentemente

da existência de culpa, tanto a terceiros quanto à ANP e à União, de acordo com os parágrafos 2.2, 2.2.1 e demais disposições aplicáveis deste Contrato.” (Grifamos).

Lei nº 12.276/2010

Artigo 4º. O exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata esta Lei será realizado pela Petrobras, por sua conta e risco.” (Grifamos)

Cláusula 6.1 do Contrato de Cessão Onerosa

a cessionária assume, sempre, em caráter exclusivo, todos os investimentos, custos e riscos relacionados à execução das operações e suas consequências, cabendo-lhe, como única e exclusiva contrapartida, a propriedade originária do Petróleo, de Gás Natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, que venham a ser efetivamente produzidos e por ela apropriados no Ponto de Medição da Produção, nos limites e prazos estabelecidos neste Contrato, com sujeição aos Royalties, nos termos da Cláusula Vigésima Sétima. (Grifamos)

236. Nos termos da Lei e dos Contratos de Concessão e Cessão Onerosa, cristalinos que são quanto ao ônus de o Concessionário suportar os custos e riscos das atividades exploratórias executadas, soa absurdo que se pretenda compartilhá-los, de alguma forma, com a União.

237. Ademais, o custeio das Operações e os gastos com investimentos exploratórios encontram limite na territorialidade fixada pela área do Bloco concedido ou contratado onerosamente.

238. Explica-se.

239. Ao contratar com a União os direitos de Exploração e Produção sobre uma determinada área, o particular (aqui referido de forma ampla, abrangendo as companhias de petróleo privadas ou estatais) compromete-se a realizar investimentos exploratórios (Programa Exploratório Mínimo e, eventualmente, projetos adicionais) que, em caso de êxito (Descoberta Comercial), lhe conferirão a propriedade sobre o Petróleo produzido DENTRO DA ÁREA SOB CONTRATO.

240. É dizer, a expectativa legítima de recuperar custos e auferir lucro do detentor de direitos de Exploração e Produção é limitada ao Petróleo

situado na área (“rectius” volume) que lhe foi outorgada por contrato e que é delimitada pelas coordenadas constantes desse mesmo contrato.

241. Os investimentos exploratórios realizados visaram à Descoberta de Petróleo e Gás em espaço certo e determinado. Obviamente, o foco da atividade exploratória e dos gastos efetivados foi esta área. Do mesmo modo, o proveito econômico mirado e esperado pelo detentor de direitos de Exploração e Produção é aquele previsto em contrato e, portanto, limitado também à Área sob Contrato. Nesse sentido, é lógico concluir que qualquer expectativa ou pretensão que transborde esse limite não encontra amparo nem na Lei nem no contrato.

242. Com esse formato, assegura-se ao Concessionário ou à Cessionária, mediante contrato em que os custos e riscos são ônus sabida e exclusivamente seu, o aproveitamento econômico, no caso de êxito exploratório, do resultado da Lavra dentro da área cujos direitos exploratórios lhe foram outorgados.

243. Em contrapartida, à União, proprietária do Petróleo “in situ” e detentora do monopólio, é garantida uma parcela dos resultados decorrentes da atividade desempenhada pelo particular, seja na forma de tributos e participações legais e contratuais advindas da Produção, seja através apropriação de parte do Excedente em Óleo (no caso dos Contratos de Partilha de Produção), seja pelo enriquecimento do acervo técnico das Bacias sedimentares nacionais em decorrência da pesquisa empreendida.

244. Configura-se, pois, ilegítima, em nossa compreensão, a pretensão de que a União compartilhe com os Concessionários ou com a Cessionária, custos e riscos exploratórios quando verificado que a Jazida descoberta extrapola a área objeto da Pesquisa e Lavra, adentrando em Área não Contratada com particulares. Admitir tal hipótese seria coadunar que o Concessionário ou a Cessionária, no final das contas, arcasse com custo exploratório menor do que o originalmente compromissado, recebendo, no entanto, a contrapartida esperada, qual seja, o direito sobre o resultado da Lavra de TUDO o Petróleo e Gás Natural contidos no Bloco que lhe foi outorgado.

245. A impropriedade de a União ressarcir custos exploratórios relativos à Jazida Compartilhada é ainda mais incisiva quando o regime envolvido é o de Partilha de Produção. Isto porque, como notório, no caso de êxito exploratório, **TODOS OS CUSTOS SÃO CONTABILIZADOS COMO “CUSTO EM ÓLEO” E RESSARCIDOS AO CONTRATADO** através da alocação de um volume de Produção correspondente,

pecuniariamente, aos custos incorridos. É o que dispõe, entre outros, o art. 6º da Lei nº 12.351/2012:

Lei nº 12.351/2012

Art. 6º. OS CUSTOS E OS INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS À EXECUÇÃO DO CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO SERÃO INTEGRALMENTE SUPORTADOS PELO CONTRATADO, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2o. (Grifamos)“.

246. Desse modo, falar-se em ressarcimento dos custos exploratórios no caso de Jazidas Compartilhadas entre áreas contratadas no regime de Partilha de Produção e Áreas não Contratadas é apregoar que a União pague EM DOBRO pelos investimentos exploratórios que levaram à Descoberta Comercial.

247. Além do mais, incabível, em se tratando da União, utilizar-se do argumento (admissível entre particulares) de que o acesso aos dados e informações obtidos com os investimentos exploratórios ensejaria alguma espécie de compensação, pois, como por demais visto, a propriedade destes dados lhe é legalmente assegurada como parte do acervo técnico integrante dos recursos petrolíferos nacionais.

248. Por outro lado, entrevemos que, no sistema jurídico brasileiro, a propriedade dos bens em questão, a titularidade exclusiva do monopólio de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, bem como a administração dos direitos decorrentes das citadas atividades (art. 21 da Lei nº 9.478/1997), legitimam a União (e, em última análise, a sociedade brasileira), a participar do resultado da Lavra, seja na Área sob Contrato (tributos, Participações e Receitas Governamentais, percentual de Excedente em Óleo, dados e informações sobre a Bacia sedimentar), seja na área externa a esta (dados e informações sobre a Bacia sedimentar e bens extraídos em Área não Contratada) como decorrência do desenvolvimento das citadas atividades de Exploração e Produção pelo particular na área em que lhe foram outorgados direitos de Exploração e Produção.

249. Dessa forma, em nosso juízo é perfeitamente lógico que, nos termos deste parágrafo primeiro do art. 18 da minuta de Resolução, a União não rateie gastos relativos às atividades exploratórias.

250. O § 2º do art. 18 dispõe sobre a proporcionalidade da participação da União nos investimentos da Fase de Produção da Jazida Compartilhada. A solução trazida não merece censura do ponto de vista jurídico, conquanto entendamos salutar que seja certificado nos autos pela área técnica a viabilidade do cálculo da “recuperação total prevista” conforme previsto pela parte final do dispositivo.

251. No § 3º do mesmo artigo consta previsão de que a União não realizará desembolso, sendo a sua contribuição nos custos incorridos da Fase de Produção descontada da parcela da Produção da Jazida Compartilhada que lhe couber. Tal previsão, em nossa percepção, é consequência natural da participação excepcional da União no AIP e de sua representação, seja pela ANP, seja pela PPSA.

252. Com efeito, a ANP, por se tratar de Autarquia, não tem natureza de agente econômico, faltando-lhe até mesmo flexibilidade orçamentária para efetuar tais desembolsos. E, em relação à PPSA, empresa pública de direito privado, há vedação expressa a que incorra em custo, inclusive os relativos à Fase de Produção (§ 2º do art. 8º da Lei nº 12.351/2010).

253. Ainda no § 3º, grafar o último termo “produção” com inicial maiúscula.

254. Em relação ao § 4º, recomendamos, novamente, grafar “produção” com inicial maiúscula e explicitar, nos comentários, os critérios técnicos e/ou econômicos que levaram à estipulação do percentual de 20% como teto do desconto na Produção mensal devida à União.

255. Deve ser corrigida, na minuta de Resolução, a ausência dos arts. 19 e 20 (há um “salto” do art. 18 para o 21).

256. No art. 21 da minuta de Resolução enfatiza-se a obrigação de o Concessionário regularizar a Produção da Jazida Compartilhada. A Lavra realizada em Área não Contratada sem autorização da ANP não tem o condão de gerar ressarcimento de custos (da Fase de Produção), eis que a extração se deu à revelia de título próprio (Contrato de Concessão, de Cessão Onerosa, de Partilha de Produção ou Acordo de Individualização da Produção). De outro lado, a Produção em Área não Contratada, sem título ou autorização, não afeta, por óbvio, o dever de o titular de direitos de Exploração e Produção indenizar a União em montante

correspondente ao volume extraído, sem prejuízo da aplicação das sanções devidas pelo cometimento do ilícito.

257. Ainda em relação ao art. 21, grafar “Produção” com inicial maiúscula.

258. Finalizando a análise do Capítulo V, ratificamos a advertência quanto à repetição do conteúdo do art. 15 no art. 23 da minuta de Resolução. No mais, remetemos aos comentários formulados em relação àquele dispositivo.

vii) Capítulo VI – Do Compromisso de Individualização da Produção

259. Como destacado pela SDP nos comentários ao art. 24 da minuta de Resolução, o art. 33 da Lei nº 12.351/2010, entre outras novidades, não incorporou a exigência contida no revogado art. 27 da Lei nº 9.478/1997 de que a Individualização da Produção só teria lugar quando as Áreas sob Contrato fossem titularizadas por distintos detentores direitos de Exploração e Produção.

260. Forte na novel redação legal, a minuta de Resolução estabeleceu, em seu já comentado art. 6º, que em se tratando de Jazida Compartilhada por Áreas sob Contrato com direitos de Exploração e Produção detidos pela mesma empresa ou consórcio, deverá ser firmado um Compromisso de Individualização da Produção (CIP) pelo detentor de direitos de Exploração e Produção.

261. De se destacar que, diferentemente dos AIP, em que o interesse público se revela, de forma mais contundente, na repulsa à Lavra depredatória, no CIP a Individualização da Produção visa alocar corretamente a Produção, individualizando uma Jazida Compartilhada e evitando incidência incorreta de alíquotas de Participações e Receitas Governamentais, bem com iniquidades na distribuição de Royalties entre as Unidades Federativas.

262. Nessa toada, cuida o Capítulo VI da minuta de Resolução de estipular o conteúdo do CIP (art. 24), prescrevendo, nos demais dispositivos, regramentos que, “mutatis mutandi” e de forma mais simplificada guardam simetria com os previstos para os AIP.

263. No § 1º do art. 24 é necessário corrigir a redação, substituindo “as conclusões” por “das conclusões”.

264. Recomenda-se, no § 4º do art. 24, alterar a conjugação do verbo conter, substituindo “contém” por “contêm” para corrigir a concordância.

265. Ainda em relação à Individualização de Produção de Jazida Compartilhada pelo mesmo detentor de direitos de Exploração e Produção, cumpre assinalar que no regime anterior ao instituído pela Lei nº 12.351/2010, em face da premissa de os Concessionários (Partes) necessariamente serem distintos, a hipótese de Individualização da Produção ensejadora de CIP era tratada como anexação, instituto ainda não regulado pela ANP, mas de uso corrente na Indústria do Petróleo nacional.

266. Enquanto não regulado o instituto da anexação, consideramos adequado inserir um novo artigo no Capítulo VI, dispondo que se aplicam, no que couber, as disposições deste Capítulo à anexação de áreas. Sugerimos, ainda, que, no Capítulo II, seja incluída a definição de anexação.

viii) Capítulo VII – Do Acesso aos Dados e Informações

267. O Capítulo VII da minuta de Resolução se ocupa do acesso aos dados e informações oriundos das áreas que se pretendem individualizadas, necessários que são para a definição das respectivas Participações.

268. Na letra do “caput” do art. 22 da Lei nº 9.478/1997, “O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração”.

269. A Resolução ANP nº 11/2011, que revogou a Portaria nº 188/1998, com as alterações advindas da Portaria ANP nº 35/1999, trata de diferenciar dados de informações (incisos I e VIII do art. 2º), bem como de estipular-lhes períodos de confidencialidade (art. 5º).

270. Não há confidencialidade em relação à ANP, que, representando a União, é a gestora do acervo técnico constituído pelos dados e informações relativos às Bacias Sedimentares brasileiras. Na verdade, nos termos do art. 4º da Resolução ANP nº 11/2011, é a Agência a única detentora do domínio sobre os dados e informações, cabendo a ela, inclusive, conferir o acesso das próprias Empresas de Aquisição de Dados (EAD) ou Concessionários (quando adquirentes) a tais

dados e informações durante o período de confidencialidade (art. 4º, inciso II da Resolução ANP nº 11/2011).

271. Assim, a confidencialidade objeto da Resolução ANP nº 11/2011 é o período assegurado ao adquirente dos dados ou a quem executa o tratamento que origina as informações, durante o qual é vedado à ANP dar acesso a estes dados e informações a pessoas físicas ou jurídicas outras que não as arroladas nas alíneas (a) a (d) do art. 4º daquela Resolução.

272. Quanto à possibilidade de divulgação de dados e informações para o Concessionário de área adjacente, com vistas à celebração de AIP, trata-se de faculdade franqueada às possíveis Partes desde os Contratos de Concessão da quarta Rodada de Licitações.

273. A inovação trazida pela minuta de Resolução ora em análise é que, para viabilizar um AIP, os detentores de direitos de Exploração e Produção em áreas contíguas DEVEM garantir, de forma recíproca, o acesso mútuo aos dados e informações.

274. Parece-nos, tal previsão, perfeitamente fundamentada na Lei nº 9.478/1997 e adequadamente inserida na atribuição da ANP de zelar pela realização das atividades de Exploração e Produção dos recursos petrolíferos pátrios na forma preconizada pelas Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. A principal premissa do Procedimento de Individualização da Produção é o interesse público residente na Produção racional, conservativa e ambientalmente sustentável dos recursos petrolíferos brasileiros. Ora, para que se contemple este interesse público, se nos afigura muito razoável que a ANP excetue a previsão normativa de confidencialidade, compelindo as possíveis Partes a partilhar dados e informações.

275. Quanto ao parágrafo único do art. 26, consideramos inadequado, por tudo quanto exposto nos últimos itens do presente Parecer, denominar "titularidade" o direito de acesso aos dados e informações por parte dos detentores de direitos de Exploração e Produção durante o período de confidencialidade.

276. O domínio dos dados e informações sobre as Bacias Sedimentares brasileiras, repise-se, é da União, cabendo a gestão deste acervo, integrante dos recursos petrolíferos nacionais, à ANP. Assim, não há que se falar em "titularidade" dos dados e informações por parte de Concessionários, Cessionária ou

Contratados, razão pela qual recomendamos alterar a atual redação do referido parágrafo único do art. 26 da minuta de Resolução pela seguinte: “A obrigatoria disponibilização de dados e informações, nos termos do *caput*, não interferirá nos demais direitos garantidos às Partes pela Resolução nº 11/2011 (ou pela legislação que a suceder) ou pelos contratos de Exploração e Produção relativos às respectivas Áreas sob Contrato”.

277. E, em relação ao art. 27, apenas para conferir maior clareza ao texto indicamos substituir o trecho “dados e informações da Área não Contratada” por “dados e informações provenientes de Área não Contratada”.

ix) Capítulo VIII – Das Redeterminações

278. As Partes em um AIP se socorrem no mecanismo da Redeterminação para rearranjar suas respectivas Participações na exploração da Jazida Compartilhada. Com as informações advindas do próprio Desenvolvimento da Produção, procura-se adequar a distribuição do Petróleo extraído às reais proporções a que cada Parte tem direito.

279. As novas informações obtidas, via de regra, importam o reconhecimento de que a determinação inicial não foi absolutamente correta, fazendo-se necessário um novo cálculo dos percentuais de Participação das Partes.

280. Consoante abalizada doutrina:

“O processo de redeterminação é um mecanismo que permite aos concessionários prosseguir com investimentos em um ambiente de incerteza. À medida que informações mais apuradas estejam disponíveis, as participações no desenvolvimento e produção em uma jazida unitizada são ajustadas, de forma a refletir nestas participações o melhor conhecimento e interpretação existentes” (PEDROSO, Daniel C., ABDOUNUR, Eduardo R. Aspectos da Negociação de Acordos de Individualização da Produção no Brasil, Rio Oil and Gas Expo and Conference, 2008).

“Redeterminação é um meio eventualmente adotado para permitir que os concessionários reajustem suas participações em certo campo depois que um contrato de unitização tenha sido assinado... A

existência de disposição sobre redeterminações pode acelerar o desenvolvimento e a produção do campo, uma vez que as partes interessadas podem alcançar o consenso em um contrato de unitização mais facilmente, com base na premissa de que preservarão o direito de buscar o ajuste no futuro, se tiverem justificativas para isso. Por outro lado, a redeterminação pode dar um caráter mais instável ao negócio". (AMUI, Sandoval, COSTA, Marianne M. de Lima. Unitização e Reservatórios de Óleo e Gás Natural. Versão em português de artigo publicado no Advisor da AIPN nº 231, maio/2003, atualizado em 2007).

281. Por intermédio do Parecer nº 094/2011/PF-ANP/PGF/AGU, devidamente aprovado pelo Procurador-Geral junto à ANP, esta PRG fixou entendimento de que "Nos Acordos de Individualização da Produção, a previsão de realização de Redeterminações, bem como seus limites, no que respeita a quantidade e alcance, situa-se, regra geral, na esfera da liberdade negocial das partes unitizantes".

282. Com efeito, ainda que seu norte seja o interesse público, os AIP (ao menos aqueles em que a União não é Parte) são contratos privados, neles incidindo, mesmo que mitigadamente, o princípio da autonomia da vontade. Têm as Partes privadas, portanto, a possibilidade de prever como e quando se darão as Redeterminações.

283. Assim sendo, não percebemos a razão de o § 1º do art. 28 da minuta de Resolução estipular a obrigatoriedade de as novas Participações, resultantes de uma Redeterminação, surtirem efeito "ex nunc", ou seja, "a partir do mês subsequente a sua aprovação".

284. A atribuição de efeito "ex nunc" ou "ex tunc" aos novos percentuais de Participação, a exemplo da possibilidade de se prever a metodologia e a periodicidade das Redeterminações, deve ser facultada à vontade das Partes privadas, desde que tais decisões não afetem o interesse público.

285. Assim, sob o prisma jurídico, entendemos, em princípio, que o § 1º do art. 28 deva ser suprimido da minuta de Resolução, restando ao talante das Partes conferir ou não efeitos retroativos às Redeterminações.

286. Não obstante, convence-nos a necessidade de prévia aprovação pela ANP da realização de Redeterminações, conforme previsto pelo “caput” do art. 28, haja vista a necessidade de que seja aferida, pelo órgão regulador, a prevalência do interesse público, consubstanciado, na hipótese, na escorreita apuração das Participações e Receitas Governamentais. Apenas por questão de clareza, sugerimos a inserção do trecho “desde que tecnicamente justificadas e previamente aprovadas pela ANP” no lugar de “desde que tecnicamente justificada e aprovada pela ANP”.

287. Pela mesma razão, qual seja, o zelo para que a quantificação das Participações e Receitas Governamentais seja íntegra, soa razoável e proporcional que, quando tecnicamente justificável, possa a ANP requerer a realização de Redeterminações, conforme previsto no art. 29 da minuta de Resolução.

x) Capítulo IX – Das Participações Governamentais

288. No “caput” do art. 30 pretende-se, em sintonia com o disposto no art. 13, inciso VIII desta minuta de resolução, deixar claro que as Participações e Receitas Governamentais deverão constar do AIP e que, por se tratarem de obrigações divisíveis, respeitarão as regras vigentes para cada área, procurando harmonizar os interesses envolvidos.

289. Em relação ao parágrafo único do art. 30, não ficou clara sua finalidade. A Nota Técnica nº 116/2012/SDP também não traz maiores esclarecimentos, razão pela qual recomendamos explicitar sua razão de ser na fundamentação e aperfeiçoar sua redação, se for o caso.

290. O art. 31 foi elaborado com base na Nota Técnica SPG nº 025/2012 (fls.223/224) e determina que competirá ao Operador o pagamento de Royalties. Recomenda-se, quanto a este artigo, apenas grafar o termo “Operador” com inicial maiúscula caso seja incorporada a sugestão de sua inclusão entre as definições.

xi) Capítulo X – Do Conteúdo Local

291. O art. 32 da minuta de Resolução confere ao Operador da Área Individualizada a responsabilidade pelo encaminhamento à ANP das informações necessárias à comprovação do conteúdo local obrigatório.

292. Em análise rigorosamente apegada à boa técnica redacional, tal dispositivo poderia ser considerado despiciendo, vez que o Operador da Área Individualizada, na definição sugerida neste mesmo Parecer, é o responsável pela condução de todas as atividades de Exploração e Avaliação na Área Individualizada.

293. Sem embargo, entendendo a área técnica existirem razões para a manutenção do artigo, não vislumbramos óbice a sua permanência no texto.

294. O art. 33 da minuta de Resolução remete à regulamentação específica que regerá a execução do Compromisso Local da Área Individualizada, considerando, inclusive a submissão da Jazida Compartilhada a distintos regimes jurídicos de Exploração e Produção. Consta dos autos a Nota Técnica nº 12/2011 (fls.52/74) da Coordenadoria de Conteúdo Local (CCL), que, embora discorra sobre as diretrizes que deverão ser seguidas pela futura regulamentação, não é objeto deste Parecer.

295. O que se deve ter em mente é que o compromisso de conteúdo local é, tipicamente, obrigação indivisível, razão pela qual, nos termos do § 7º do art. 13 da minuta de Resolução, deverá ser regido por regulamentação específica.

xii) Capítulo XI - Do Laudo Técnico

296. No regime anterior ao advento da Lei nº 12.351/2010, assim estipulava o parágrafo único do art. 27 da Lei nº 9.478/1997:

“Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão eqüitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.” (Destacamos).

297. A referência legal a “laudo arbitral” desencadeou intenso debate doutrinário quanto à possibilidade de determinação, pela ANP, da forma como seriam apropriados os volumes de hidrocarbonetos da Jazida Compartilhada caso os Concessionários não lograssem pactuar um AIP em prazo fixado pela ANP.

298. José Alberto Bucheb (Direito do Petróleo: a regulação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Op. Cit. p. 193), de forma enfática, lecionou que a previsão do parágrafo único do art. 27 da Lei nº 9.478/1997 constituiria “hipótese ‘sui generis’ de solução de controvérsias pela via arbitral em que não existe a cláusula compromissória porque não há vínculo contratual entre os concessionários dos blocos contíguos pelos quais se estende a jazida a ser objeto de individualização da produção de petróleo, mas sim, contratos distintos, celebrados por cada concessionário, com o poder concedente, neste caso, a União, representada pela ANP, respaldada para tanto pela Lei do Petróleo.”

299. Nessa linha, o autor, ao refutar a “arbitragem forçada” acompanhado por vasta e conceituada doutrina, entendia inconstitucional (portanto inaplicável) o parágrafo único do art. 27 da Lei nº 9.478/1997, ante a incompatibilidade entre a imposição do compromisso arbitral e o inciso XXXV da Constituição Federal, que veda à lei, em sentido amplo, excluir da apreciação do Poder Judiciário lesão ou ameaça a direito.

300. Outra interpretação digna de nota é a conferida, entre outros, por Carmem Tibúrcio e Suzana Medeiros (Arbitragem na Indústria do Petróleo no Direito Brasileiro. In Ribeiro, Marilda Rosado de Sá (Coord.), Estudos e Pareceres: direito do petróleo e gás. São Paulo: Renovar, 2005 p. 629.). Referindo-se à compreensão de José Alberto Bucheb suso transcrita, as juristas vislumbram “uma espécie de mecanismo decisório no âmbito da própria agência reguladora, que se basearia para formar seu convencimento numa espécie de laudo pericial (erroneamente denominado laudo arbitral)”.

301. Aduzem, ainda, as autoras, que a ANP se valeria do auxílio de um perito capaz de avaliar as questões técnicas envolvidas no Procedimento de Individualização da Produção, após o que proferiria um laudo pericial que poderia ser seguido ou não pela ANP.

302. Para Marilda Rosado de Sá (Direito do Petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo. São Paulo: Renovar, 2003, pp 368/369), o laudo arbitral poderia ser imposto pela ANP aos Concessionários vizinhos que não acordaram voluntariamente um AIP. Assevera a célebre professora: “Assim, a lei prevê a realização de uma arbitragem entre dois concessionários que não acordaram expressamente em se submeter à arbitragem, uma vez que não há um contrato celebrado entre eles, mas entre cada um deles com a ANP. Nesse sentido, talvez se

deva considerar que a Lei do Petróleo quis tão somente prever uma instância administrativa para solução de conflitos, chamando-a equivocadamente de arbitragem”. (Destacamos).

303. Dirimindo, ao que supomos, as divergências doutrinárias, a novel legislação, além de revogar o controvertido e ambíguo art. 27 da Lei nº 9.478/1997, proclamou, em seu art. 40, que caso as Partes não cheguem a um acordo concernente à Individualização da Produção de uma Jazida entre elas compartilhada, caberá à ANP determinar a forma como serão apropriados os direitos e obrigações sobre tal Jazida Compartilhada, com base em laudo técnico.

304. Com a precisão costumeira, José Alberto Bucheb (A Unitização de Jazidas no Novo Marco Regulatório das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil, Revista do Direito da Energia, nº10, dez.2010., p. 207) assim enuncia, em artigo publicado quase concomitantemente à edição da Lei nº 12.351/2010:

"Com o advento do novo marco regulatório esta controvérsia será, finalmente superada, pois nos termos do art. 40 do PL nº 5.938/09, transcorrido o prazo estabelecido pela ANP, com observância às diretrizes do CNPE, e não havendo acordo entre as partes, caberá a esta determinar, em até cento e vinte dias e com base em 'laudo técnico', a forma como serão apropriados os direitos e obrigações sobre a jazida.

Assim, com a substituição da expressão 'laudo arbitral', empregada na Lei nº 9.478/97, pela expressão 'laudo técnico', fica evidenciada a natureza administrativa da decisão da Agência reguladora. De acordo com a regra estabelecida no parágrafo único do art. 40 do PL nº 5.938/09, a recusa de uma das partes em firmar o acordo de individualização da produção – nos termos definidos pela ANP – implicará resilição dos contratos de concessão ou de partilha de produção. Em consequência, a parte que, eventualmente, não se conformar com a determinação da agência poderá pleitear a revisão da medida em sede judicial". (Destacamos).

305. Tal percepção coaduna com os arts. 18 e 20 da Lei nº 9.478/1997, de natureza principiológica, que sobrelevam o papel da ANP de órgão

encarregado de resolver administrativamente conflitos entre os agentes econômicos (e entre estes e os consumidores) através de decisão exarada motivadamente por sua Diretoria Colegiada e por intermédio de procedimentos estabelecidos em seu Regimento Interno para a solução destas controvérsias com ênfase na conciliação e no arbitramento.

306. Na esteira desse raciocínio, parece-nos acertada a minuta da Resolução ao detalhar os procedimentos para a elaboração do referido laudo técnico em seu Capítulo XI.

307. Assim, o art. 34, com arrimo nos arts. 18 e 20 da Lei nº 9.478/1997 e, em especial, nos arts. 35, 39 e 40 da Lei nº 12.351/2010, atribui à Agência a incumbência de determinar, com base em Laudo Técnico, a forma como serão apropriados os direitos e obrigações sobre a Jazida Compartilhada.

308. Nos termos do art. 35, o processo administrativo que culminará com a decisão técnica da ANP sobre a Individualização da Produção, será instruído com petições das Partes, em que deverão ser expostas as razões impeditivas, na visão de cada protagonista, da celebração voluntária do acordo, bem como de uma proposta de solução para o impasse instalado.

309. Na forma do art. 36, a aprovação (ou não) do Laudo Técnico faz parte da competência da Diretoria Colegiada da ANP, instância decisória máxima da Agência.

310. O prazo legalmente atribuído à ANP para a elaboração do Laudo Técnico e determinação da forma de apropriação dos direitos e obrigações da Jazida Compartilhada é de 120 dias. Tal interregno é ratificado pelo art. 37 da Resolução, que acrescenta, ainda, o termo inicial da contagem deste prazo como a data do protocolo da petição a que se refere o art. 35, que, por sua vez, deverá ocorrer em, no máximo, 30 dias após o transcurso do prazo estipulado pelo § 2º do art. 33 (prazo determinado pela ANP, em cada caso concreto, para a celebração do AIP).

311. Ao fim e ao cabo, a Resolução acresceu um período de até 30 dias (prazo para a juntada das petições) ao prazo estabelecido pela Lei nº 12.351/2010 para a tomada de decisão quanto à apropriação dos direitos e obrigações sobre a Jazida Compartilhada.

312. Tal postergação se nos afigura plenamente razoável fundada na oportunização às Partes de prazos para que formalizem as razões pela qual não encetaram o AIP voluntariamente, não se conflitando com a finalidade dos preceitos legais.

xiii) Capítulo XII – Disposições Transitórias e Gerais

313. O art. 39 da minuta de Resolução procura disciplinar a hipótese de recusa na celebração do AIP propondo que a negativa importe “perda dos direitos em relação à Área Individualizada”.

314. Cumpre observar, contudo, que o tema mereceu atenção específica do legislador (art.40, § único da Lei nº 12.351/2010), que previu consequência distinta e bem mais severa, qual seja, a “resolução dos contratos”. Embora a solução que se proponha na minuta sob exame nos pareça razoável, o fato é que destoa da previsão legal, razão pela qual recomendamos, com fundamento na hierarquia que deve prevalecer entre normas jurídicas, adequar o texto da minuta à lei.

315. Na nossa compreensão, o art. 40 da minuta da Resolução coaduna com o art. 63 da Lei nº 12.351/2010. Alertamos para a repetição do termo “da” após “art.8º”. Por questão de clareza redacional, sugerimos suprimir o trecho “podendo ainda ser delegadas por meio de ato do Poder Executivo” por “ou por quem delegado for por ato do Poder Executivo, nos termos do art. 63 da Lei nº 12.351/2010.”

316. No que diz respeito ao art. 41, sugerimos iniciar o termo “produção” com letra maiúscula e questionamos se o prazo a que o dispositivo alude e o constante do artigo 6º, parágrafo único, não deveriam guardar simetria.

317. Finalmente, no que concerne ao art. 42 da minuta de Resolução, recomendamos sua supressão ou o aperfeiçoamento da redação.

318. Isso porque, em várias situações, os contratos acabarão sendo alterados, em alguma medida, em decorrência das próprias características dos AIP, onde não se pode estranhar a ocorrência de algum intercâmbio entre as normas contratuais e a consequente alteração do ajuste inicial (vide, por exemplo, as previsões de que os AIP e os CIP serão aditivados aos contratos originais – arts. 12 e 25 da minuta).

319. Em se tratando de Individualização da Produção, não acreditamos que mudanças nos contratos provoquem necessariamente violação ao ato jurídico perfeito, sobretudo considerando que todos os contratos de Exploração e Produção celebrados contêm cláusula prevendo o instituto e, portanto, admitem desde a origem a modificação quando da ocorrência de uma Jazida Compartilhada.

320. Com efeito, a possibilidade de alteração dos contratos de Exploração e Produção em certa medida, vem sendo admitida nesta própria minuta, quando da já citada previsão de aditivção.

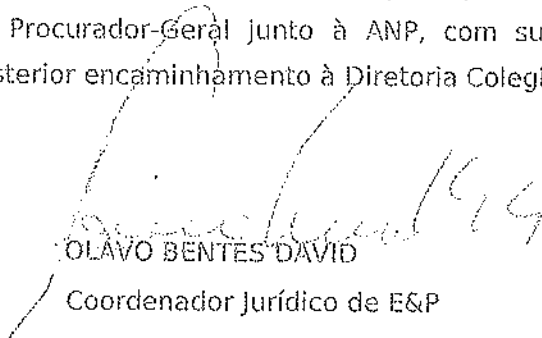
321. Outro exemplo é o constante da minuta de Contrato de Concessão relativo às “futuras rodadas” (disponível no sítio “Brasil-Round” da ANP). Consoante o parágrafo 12.2.1, na ocorrência de normas contratuais conflitantes no que respeita ao Procedimento de Individualização da Produção, prevaleceria a mais recente.

322. Ainda quanto à plausibilidade de alteração na letra dos contratos de Exploração e Produção, assim se manifesta abalizada doutrina:

“Entendemos que as cláusulas do contrato que forem oriundas diretamente da Lei (por exemplo, as previstas no art. 44 da Lei do Petróleo) não podem ser atingidas por normas regulamentares anteriores ou posteriores. Mas as cláusulas que advieram tão somente do poder regulatório da ANP de elaboração dos editais e das minutas de contrato (art. 8º, IV) poderão, dentro do princípio do “trial and error” das políticas públicas, ser proporcional, motivada e razoavelmente adequadas às contingências, sempre observados os objetivos fixados pela Lei e pelo Conselho Nacional de Política Energética. Tanto é assim, que o art. 19 da Lei do Petróleo estabelece o procedimento que deve preceder à edição de ‘normas administrativas que impliquem afetação de direitos dos agentes econômicos’”. (ARAGÃO, Alexandre Santos de. “As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da ANP”, Direito das Concessões, Vol. IX, Revista de Direito da Associação dos Procuradores do Novo Estado do Rio de Janeiro, Ed. Lumen Juris, p. 58)

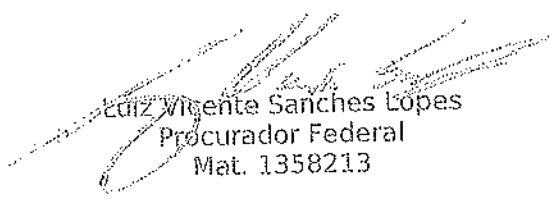
VII - Encaminhamento

323. São estas, enfim, as considerações jurídicas que entendemos pertinentes, razão pela qual submetemos o Parecer à superior apreciação do Procurador-Geral junto à ANP, com sugestão de restituição dos autos à SDP e posterior encaminhamento à Diretoria Colegiada.



OLAVO BENTES DAVID

Coordenador Jurídico de E&P

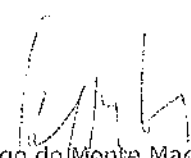


Luiz Vicente Sanches Lopes
Procurador Federal
Mat. 1358213

Rio de Janeiro, 10 de janeiro de 2013.

Despacho n.º 015/2013/PF-ANP/PGF/AGU

1. De acordo com a análise jurídica consolidada no Parecer n.º 237/2012/PF-ANP/PGF/AGU.
2. É importante registrar que nos casos de acordo de individualização da produção em áreas não contratadas, o regime vai se aproximar da execução direta do monopólio por meio de contrato de serviço em que a União custeará as atividades de produção (CAPEX e OPEX). Para dar maior segurança jurídica à operação de pagamento das despesas de operação com o óleo produzido e à operação de destinação do óleo de propriedade da União, seria importante a regulamentação dos arts. 36 e 37 da Lei n.º 12.351/10 por meio de Decreto Presidencial. Contudo, não há óbice que a ANP regule inicialmente este procedimento nos termos da competência outorgada pelo art. 36, 37 e 63 da Lei n.º 12.351/10.
3. Restitua-se ao autor esclarecendo que, uma vez implementadas - ou devidamente justificadas - as sugestões/alterações acima, a presente Proposta de Ação poderá ser encaminhada diretamente à respectiva Diretoria para deliberação, sem necessidade de retorno a este órgão de execução da Procuradoria-Geral Federal junto à ANP.



Tiago do Monte Macêdo

Procurador-Geral

Procuradoria Federal junto à ANP