



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

0143 / 2011

Rio de Janeiro, 19 de Dezembro de 2011

Nota nº. Parecer nº 094/2011/PF-ANP/PGF/AGU

Referente: Memorando nº 263/2011/SDP - datado de 01/06/2011.

Assunto: Unitização do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba - União e Petrobrás

EMENTA: Processo n.º 48610.008181/2010-41. Campo de Carapeba. Reservatório CPR10. Extensão da jazida para área não contratada situada no polígono do Pré-Sal. Ineditismo. Desenvolvimento nacional. Aproveitamento racional e sustentável dos recursos petrolíferos brasileiros. Unitização. Celebração de AIP com a União, representada pela ANP. Possibilidade. Produção já iniciada. Necessidade de ressarcimento e providências outras quanto à apropriação indevida da produção. Incidência de Taxa Selic não cumulativa com outro índice. GRU. Contratação de agente comercializador. Receita destinada ao Fundo Social. Regimes jurídicos distintos. Leis nº 9.478/1997 e nº 12.351/2010. Independência. Redeterminação. Possibilidade mediante aprovação da ANP. Remuneração dos custos e investimentos realizados. Impossibilidade. Petróleo, gás natural e acervo técnico são bens públicos. Atividade monopolizada. Custos e riscos. Ônus do Concessionário. Prêmio limitado pela territorialidade. Expectativa legítima restringe-se à área concedida. Apropriação ilegal de bens públicos. Ausência de autorização ou qualquer outro título. Fluxo de Caixa Negativo. União não participa. Compensação.

I - Histórico

1. A Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), por meio do Memorando nº 263/2011/SDP, de 01/06/2011, (fl. 303), encaminhou, para manifestação jurídica deste órgão de execução da Procuradoria Geral Federal, a Nota Técnica nº 072/2011/SDP (fls. 270/301), que sintetiza o processo administrativo em destaque e ressalta vários aspectos relativos à minuta de Acordo de Individualização da Produção (AIP) a ser celebrado entre a ANP, representando a União, e a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás).



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

2. Em fevereiro de 2010, a ANP, visando melhor avaliar a alocação de produção nos Campos de Marlim e Marlim Sul, solicitou à Petrobrás documentação referente a todas as Concessões da Bacia de Campos em situação similar, ou seja, que possuíssem Reservatórios que extrapolassem os respectivos "ring-fences" (fl.24).
3. A documentação foi encaminhada em abril de 2010 (fl. 26).
4. A ANP, verificando que o Reservatório produtor CRP-10 do Campo de Carapeba ultrapassava o limite norte do "ring-fence" e avançava sob área não contratada, convocou os representantes da Petrobrás para reunião técnica, através do Ofício nº 728/2010/SDP, de 31/05/2010 9FLS. 04/05/).
5. A extensão da Jazida para área não contratada foi confirmada pela Petrobrás, conforme correspondência UN-BC 0555/2010 de 02/06/2010 (fls. 22/23 – 29/30), que, invocando a cláusula 12.3 do Contrato de Concessão, solicitou autorização para que a Jazida permanecesse em produção, ao tempo em que informou que a reanálise do modelo geológico da zona de produção CRP-10 do Campo de Carapeba teria sua conclusão estimada para o fim de 2010.
6. Foi deflagrada a Proposta de Ação (PA) nº 692/2010 (fls. 31/34), com a finalidade de analisar o requerimento formulado pelo Concessionário, o que culminou com o deferimento do pleito por meio da Resolução de Diretoria (RD) nº 513/2010 de 15/06/2010, que o autorizou a "continuar a produção do Campo Carapeba na Bacia de Campos, baseado na Cláusula 12.3 do Contrato de Concessão, até ulterior aprovação de um Acordo de Individualização da Produção, no prazo de 60 (sessenta) dias, sob pena de paralisação imediata" (fl.35).
7. A Petrobrás, por meio da correspondência UN-BC 0632/2010 de 05/07/2010, solicitou a suspensão do prazo de 60 dias assinalado (fls. 39/56).
8. O Parecer Técnico nº 055/2010/SDP, de 11/08/2010, (fls. 57/60) mostrou-se favorável ao pleito do Concessionário, destacando a complexidade do caso, a



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

particularidade de se tratar de AIP entre o Concessionário e a União, a relevância da produção (que teve início em 1998) e as implicações de sua interrupção.

9. Foi instruída a PA nº 942/2010 com o escopo “de acolhimento do pleito do concessionário pela Diretoria Colegiada da ANP, concedendo extensão de mais 60 dias para realização de Acordo de Individualização da Produção sobre o prazo anteriormente determinado na RD 513/2010, permitindo a continuidade da produção do Campo de Carapeba”, o que foi deferido pela Resolução de Diretoria nº 669/2010 de 17/08/2010, que autorizou “a extensão de prazo por mais 90 dias, conforme sugerido pelo Parecer Técnico nº 055/SDP/2010, nos termos da Cláusula 12ª, Parágrafo 12.3 do Contrato de Concessão, para apresentação de AIP com prosseguimento da produção do Campo de Carapeba” (fl.65).

10. Em 16/11/2010, com base no Memorando nº 438/2011 da Superintendência de Exploração (SEP) (fl. 110), a Diretoria II prorrogou, “ad referendum”, o prazo para apresentação do AIP do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba pela Petrobrás, em razão da demanda de tempo para análise, por parte da SEP, sobre as consequências da extensão da jazida para área não contratada.

11. Posteriormente, na mesma PA nº 942/2010 (fls. 131/145), após invocar o Parecer Técnico nº 067/2010/SDP de 08/11/2010 (fls. 90/95) e o Parecer Técnico nº 262/2010 da SEP, de 19/11/2010 (fls. 111/116), a Diretoria Colegiada proferiu a RD nº 1022/2010 de 07/12/2010 (fl.146), onde restou decidido:

“I) Determinar a assinatura pela PETROBRÁS de Acordo de Individualização da Produção - AIP do Campo de Carapeba com a União, representada pela ANP, no prazo máximo de 60 dias, com base nos volumes obtidos com os mapas de 2007 e utilizados na elaboração do Boletim Anual de Reserva de 2009, sob pena de paralisação das atividades de produção do campo; e



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

II) Determinar, ainda, que seja a União ressarcida pela produção decorrente da área não concedida ao concessionário."

12. Em atenção às referidas decisões proferidas pela Diretoria Colegiada da ANP, a Petrobrás submeteu a esta Agência Reguladora, por meio da correspondência E&P-CORP 0017/2011 (fls.151/154), a minuta de AIP de fls. 155/176.

13. Esclarece, ainda, o Concessionário, que se utilizou, para apresentação da proposta do AIP, das seguintes premissas:

(i) *Ressarcimento à União proporcional ao óleo produzido e participação nos custos e investimentos passados e futuros proporcionalmente aos direitos de participação no campo.*

(ii) *Redeterminação após atualização do modelo geológico após interpretação da sísmica OBC (aquisição marítima com cabos de fundo).*

(iii) *Pagamento/remuneração através da compensação devidos à União com os custos e investimentos correspondentes; Contrato de Compra e Venda de Petróleo da União para a Petrobrás – aquisição derivada de propriedade, sujeita a tributação sobre circulação de mercadorias.*

14. Ao fim, no mesmo documento, a Petrobrás renova a solicitação de autorização para prosseguimento da produção da jazida até que concluída a negociação do AIP.

15. A SDP manifestou-se sobre a minuta de AIP por meio das Notas Técnicas nº 014/2011/SDP (fls.178/182) e nº 013/2011/SDP (fls.202/207).

16. Em 31/01/2011, foi instaurada a PA nº 108/2011 (fls. 227/232), objetivando historiar os fatos, apresentar os pontos de conflito e ponderar sobre o prazo estipulado para assinatura do Acordo tal como determinado na RD nº 1.022/2010, tendo em conta que as partes ainda não haviam logrado um consenso.



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

17. A Petrobrás, por meio da correspondência E&P-CORP 0045/2011 de 28/02/2011 (fls. 234/235 e 237/238), requereu prorrogação do prazo para prosseguimento da produção, uma vez que a ANP não havia ainda aprovado o AIP.

18. A SDP, através dos Memorando nº 164/2011/SDP (fl. 244) e 205/2011/SDP (fl. 262), solicitou parecer da Superintendência de Participações Governamentais (SPG), para que confirmasse os cálculos e valores propostos pela Petrobrás referentes ao ressarcimento da produção de óleo realizada desde 1998, em percentual correspondente à parcela do Reservatório CRP-10 inserido em área não contratada da União, assim como a indicação do montante que seria devido sem o desconto dos investimentos.

19. Em resposta, a SPG produziu a Nota Técnica nº 20/2011, sugerindo, inclusive, consulta a esta Procuradoria quanto aos seguintes aspectos:

“a. adequação do índice de correção monetária proposto pela concessionária, no presente caso o IGP-DI;

b. análise, do ponto de vista jurídico, sobre qual a melhor forma para que seja realizado o ressarcimento à União dos montantes calculados: contrato de compra e venda de petróleo e gás natural, ressarcimento direto ao Tesouro por meio de uma GRU, ou outra forma que a mesma entenda seja mais adequada legalmente.”

20. Por fim, a SDP elaborou a Nota Técnica nº 072/2011/SDP, que sintetizou os principais pontos relativos ao processo em destaque e efetuou a análise técnica da minuta de AIP encaminhado pela Petrobrás, destacando, em resumo, que: (i) há extrapolação de Reservatórios em 23 das 49 Concessões operadas pela Petrobrás na Bacia de Campos; (ii) o Reservatório CRP-10, produtor do Campo de Carapeba, estende-se para área não contratada da União; (iii) foi aberto processo administrativo para apurar esta infração; (iv) o volume contido na área da União equivaleria a 2,15% do volume total do Reservatório CRP-10; (v) a cláusula 12 do Contrato de Concessão (Aditivo da Rodada Zero) e os arts. 3º, 36 e 63 da Lei nº 12.351/2010, preveem a



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

possibilidade de a ANP celebrar AIP quando não haja agente econômico com direitos de exploração e produção na área; (vi) parte do Reservatório encontra-se na área definida na legislação como polígono do Pré-Sal; (vii) o Acordo está sendo negociado muito tempo após o início da produção do Campo, que já vai em sua fase final; (viii) cabe aos Concessionários os investimentos e riscos; (ix) serão divididos, por marco a ser definido, os períodos referentes à produção já realizada e à produção futura; (x) os custos e investimentos integrais do Campo não deverão ser considerados; (xi) foi levantada pela Petrobrás questão relativa à titularidade do óleo e ao trâmite legal referente à comercialização dos hidrocarbonetos e ao repasse dos valores para a União; (xii) para o período posterior ao marco a ser definido poderiam ser aplicados o conceito e as práticas relacionados ao "Custo em Óleo" previsto na Lei da Partilha; (xiii) os custos relativos aos investimentos já realizados seriam compartilhados e reembolsados à Petrobrás, na proporção correspondente aos volumes das reservas remanescentes do reservatório quando a área da União fosse adquirida por terceiro; (xiv) pretende adotar o valor a ser calculado pela SPG, desconsiderando todos os investimentos realizados pelo Concessionário sem o prévio consentimento da ANP, com base na metodologia descrita na Nota Técnica 20/2011, incorporada ao Anexo C da minuta.

21. Por fim, após destacar que as modificações realizadas pela ANP consideraram os aspectos técnicos envolvidos no tema, os Acordos já realizados, a preservação dos interesses da União e a manutenção da atratividade da área para futuras licitações, solicitou criteriosa avaliação jurídica de todo o conteúdo do AIP, chamando especial atenção para os pontos listados às fls. 277/278 e aqui reproduzidos:

- "1. A necessidade de adequação do índice de correção monetária utilizada, IGP-DI;*
- 2. Qual seria a melhor opção, do ponto de vista jurídico, para que seja realizado o ressarcimento à União: contrato de compra e venda de petróleo e gás natural; ressarcimento direto ao tesouro por GRU ou outra forma.*
- 3. Implicações jurídicas considerando-se a situação complexa de simultaneidade de contratos oriundos de regimes distintos (parcela da área unitizada dentro dos limites do campo regida sob o regime de concessão e parcela da área unitizada dentro da área da*



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

União regida sob o regime de Partilha).

4. Inclusão de Cláusula de Redeterminação quando da licitação da área, aparentemente indo contrariamente aos termos do contrato que dizem que o vencedor da licitação da área assumirá os termos do acordo. É entendimento que se as partes não chegarem a acordo a ANP determinaria o novo acordo.

5. Possibilidade de que os investimentos realizados pelo concessionário sem o prévio consentimento da ANP, como representante legal da União, não sejam remunerados, conforme fundamentado nos termos da Nota Técnica 013/2011/SDP (em anexo – fls.202/207).

6. Legalidade da Cláusula de Sócio privilegiado que cabe à União como 'sócia' da concessão. Assim, esta cláusula é inserida para que a parcela que cabe à União na apuração do fluxo de caixa trimestral nunca seja negativa, sendo no máximo igual a zero. Esta cláusula buscou fundamento no artigo 26 da Lei nº 9.478/97 e nos artigos 2º e 6º da Lei nº 12.351/10, além de se basear na supremacia do interesse público sobre os negócios privados.”

22. É o relatório. Passamos à análise jurídica.

23. Antes de adentrar às questões de fundo aventadas pela consultante (SDP), julgamos conveniente abordar o ineditismo do caso, o fundamento jurídico que confere legitimidade à ANP para celebrar AIP representando a União e a contextualização do tema no ordenamento jurídico brasileiro, tudo com o intuito de facilitar a compreensão do caso, a teor de sua complexidade.

II – Ineditismo e prazo para celebração de AIP

24. O caso em análise é inédito, não só por ser o primeiro em que a União figura em um dos pólos na celebração de AIP, como também pelo fato de parte do Reservatório se situar na área definida pela legislação como o polígono do Pré-Sal. Se os acordos de unitização, por sua complexidade, normalmente demandam longo tempo para sua concretização, o ineditismo e a possibilidade de incidência de diferentes regimes, neste caso, vêm a tornar mais intrincada a situação.



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

25. 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, nº231, 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. Bone. “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.” (BUCHEB, 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, nº10, dez.2010., p.201/202).



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

III – Contextualização

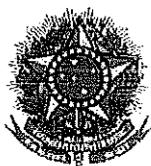
26. A preocupação com o desenvolvimento nacional é um dos objetivos da República Federativa do Brasil, a teor do disposto pelo art. 3º, Inciso II da Constituição Federal. Mais adiante, cuidou o constituinte originário de delimitar esse objetivo, prescrevendo, no Capítulo I do Título dedicado à Ordem 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).

27. 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.

28. 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 sustentável, dirigida, portanto, a alcançar o objetivo constitucional de um desenvolvimento nacional equilibrado.

29. 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).

30. 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.



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

31. 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”. Tal instituto consta 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.

32. A Individualização da Produção é a fórmula mais eficaz de 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 exploratórios e de produção deverão produzir o petróleo proveniente daquela jazida de forma compartilhada (unificada), evitando a concorrência predatória e a conseqüente depredação do reservatório petrolífero.

IV – Fundamento jurídico para que a ANP celebre o AIP

33. No que diz respeito à possibilidade de a ANP celebrar AIP, representando a União, nos casos de extensão da jazida para área ainda não contratada, remete-se às Notas nº 642/2010 (PA nº 942/2010) e 618/2010 (PA nº 146/2010), devidamente aprovadas pelo Procurador-Geral, bem como ao Contrato de Concessão da Rodada Zero (Termo Aditivo), que já a admitiam. Com o advento da Lei nº 12.351/2010, e, em especial de seus arts. 36, 37 e 63, elidiu-se qualquer dúvida quanto à possibilidade de a ANP (ou a Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA) celebrar o acordo em questão.

V – (In) adequação do índice utilizado

34. Trata-se do primeiro assunto sobre o qual a SDP, por meio da Nota Técnica nº 072/2011/SDP, solicitou Parecer a esta Procuradoria.



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

35. Questiona-se a adequação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI), que se fez incidir para fins de cálculo do valor devido pela Petrobrás à União a título de ressarcimento pela produção já havida no Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba.

36. De início, não custa lembrar que o petróleo e o gás natural são bens da União (art. 20, incisos V, VI e IX da Constituição Federal e art. 3º da Lei nº 9.478/1997), constituindo a pesquisa e a lavra de suas jazidas monopólio estatal, nos termos do art. 177, inciso I do Texto Maior e do art. 4º da Lei nº 9.478/1997. O art. 21 da citada lei enfatiza, ainda, que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional pertencem à União.

37. O ressarcimento em pauta advém da produção de recursos petrolíferos da União extraídos da parcela do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba que extrapola área concedida à Petrobrás, sem autorização ou título outro que permitisse tal lavra. O Concessionário apropriou-se e aproveitou-se economicamente de bem público (e o fez por longo período), não procedendo ao repasse devido à União.

38. Compulsando-se os autos, verifica-se, pelo mapa de fl. 16, confeccionado pela Petrobrás, que, pelo menos desde o ano de 1999, a empresa tinha conhecimento de que o Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba extrapolava os limites da respectiva Concessão.

39. Tal fato demonstra que o Concessionário foi, no mínimo, negligente ao prosseguir com a produção do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba sem as necessárias comunicação e autorização da ANP. É certo que, ao menos a partir desta época, o Operador tinha efetivo conhecimento de que o Reservatório CRP-10 transbordava os limites da Concessão, alcançando área não contratada, em que os direitos de exploração e produção pertenciam (e ainda pertencem), portanto, à União.

40. A cláusula 12.1 do Contrato de Concessão da Rodada Zero (Termo Aditivo), celebrado entre a ANP e a Petrobrás, reitor da presente relação jurídica, prevê a



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

obrigação de o Concessionário comunicar a extensão da jazida para fora da área concedida no momento em que tomar conhecimento de tal fato.

*“Cláusula Décima-segunda: Produção Unificada
Acordo para Individualização da Produção*

“12.1 No caso de uma Descoberta sob este Contrato, em que a jazida possa se estender para fora da Área de Concessão, o Concessionário informará oficialmente esse fato à ANP no momento em que o Concessionário tomar conhecimento de tal extensão.”
(Grifamos).

[...]

Suspensão das Operações

12.3 Enquanto não aprovado pela ANP o acordo para individualização da Produção aqui previsto, nos termos do parágrafo 12.2, ficarão suspensos o Desenvolvimento e a Produção da jazida objeto do mesmo, a menos que de outro modo autorizado pela ANP, a seu exclusivo critério, e desde que obtido para isso o acordo unânime e expresso de todas as partes envolvidas.” (Grifamos).

41. A despeito de identificar a extensão e não comunicar tal fato à ANP (e, muito menos de obter a necessária autorização), o Concessionário, desrespeitando expressa dicção legal e contratual, prosseguiu na Fase de Produção, sem efetuar os repasses à União, legítima proprietária de parcela do petróleo produzido.

42. A apropriação de bem da União, o longo interregno em que perdura a produção, a não comunicação à ANP, a ausência de autorização do órgão regulador, o descumprimento do Contrato de Concessão, enfim, são ilícitos que acarretam consequências jurídicas variadas, que partem do dever de ressarcimento até eventual rescisão contratual.



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

43. No âmbito punitivo administrativo, é possível a aplicação das penalidades enunciadas na cláusula Vigésima Sétima do Contrato de Concessão. A gravidade dos fatos permite cogitar-se até mesmo de rescisão contratual, nos termos da cláusula Vigésima Oitava.

44. Saliente-se que a abertura do processo administrativo punitivo, com finalidade de aplicação de eventual sanção prevista no Contrato de Concessão ou na legislação própria, não importa a ausência de incidência de consequências outras, em especial aquela que cuida do ressarcimento devido à União. Entre outros motivos, para que não se permita o enriquecimento sem causa da Petrobrás. Nesse fio, assevera abalizada doutrina, ao analisar a inadimplência em contratos administrativos:

“Pode a inexecução do contrato administrativo propiciar a rescisão do ajuste e consequências de natureza civil, administrativa e contratual para o inadimplente se este for o particular.” (GASPARINI, Diógenes, Direito Administrativo, São Paulo, 2003, Editora Saraiva, 8ª edição, pp.589)

45. A aferição de outras consequências certamente advirá da abertura do competente processo administrativo punitivo. Aqui se cuida, nos termos da consulta formulada, de definir critérios para se chegar ao valor a ser ressarcido à União, em especial quanto ao índice de correção a ser aplicado.

46. Antes de adentrar ao cerne da questão trazida pela SDP, insta fixar algumas premissas que, ainda que evidentes, precisam ser realçadas: (i) não há dúvida quanto à titularidade da União quanto aos direitos de exploração e produção na área para a qual se estende a Jazida; (ii) não há dúvida quanto à propriedade do bem explorado; (iii) não há dúvida quanto à apropriação indevida do citado bem pela Petrobrás; (iv) não há dúvida quanto à obrigação legal e contratual de a Petrobrás comunicar a extensão do Reservatório à ANP; (v) não há dúvida quanto à necessidade de prévia autorização da ANP para o prosseguimento da Fase de Produção do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba; (vi) não há dúvida quanto à obrigação de a Petrobrás entregar à ANP o



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

petróleo (ou equivalente econômico) extraído de área externa à concedida; (vii) não há dúvida de que tais obrigações deveriam ter sido cumpridas em momento há muito situado no passado (na data em que iniciado o ilícito, ou, ao menos, naquela em que restou comprovado que a Petrobrás teve conhecimento da extensão da jazida); (viii) não há dúvida quanto ao inadimplemento de cláusula contratual; (viii) não há dúvida, por fim, de que todo este desdobramento é oriundo exclusivamente de omissão da Petrobrás.

47. Forçoso reconhecer, portanto, que a Petrobrás, ao prosseguir a exploração do recurso sem comunicação e autorização da ANP, com produção em área que extrapola a que lhe foi concedida, violou direito da União, causando-lhe prejuízo, mediante a apropriação ilícita de bem seu (art. 186 do Código Civil brasileiro - CC). Imperiosa, portanto, a recomposição, para que a empresa não enriqueça a custa de recursos públicos (art. 884 do CC).

48. É sabido que, nas obrigações provenientes de ato ilícito, considera-se o devedor em mora desde que praticado o ato (art. 398 do CC). No caso concreto, portanto, a mora da Petrobrás está caracterizada desde o início da apropriação indevida dos bens da União.

49. Caracterizada a mora, incluem-se, nas perdas e danos devidas ao credor, juros de mora, na forma dos arts. 395, 404, 405 e 406 do CC.

50. Ratificando a o delineamento jurídico da legislação civil, as leis afetas ao setor público conduzem à incidência da Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para títulos federais (SELIC), o que afasta a aplicação cumulativa de índice de correção.

51. Nessa linha:

Lei nº 8.981/1988:

"Art. 84. Os tributos e contribuições sociais arrecadados pela Secretaria da Receita Federal, cujos fatos geradores vierem a ocorrer a partir de 1º de janeiro de 1995, não



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

pagos nos prazos previstos na legislação tributária serão acrescidos de: (Vide Decreto nº 7.212, de 2010)

1 - juros de mora, equivalentes à taxa média mensal de captação do Tesouro Nacional relativa à Dívida Mobiliária Federal Interna; (Vide Lei nº 9.065, de 1995”

Lei nº 9.065/1995

“Art. 13. A partir de 1º de abril de 1995, os juros de que tratam a alínea c do parágrafo único do art. 14 da Lei nº 8.847, de 28 de janeiro de 1994, com a redação dada pelo art. 6º da Lei nº 8.850, de 28 de janeiro de 1994, e pelo art. 90 da Lei nº 8.981, de 1995, o art. 84, inciso I, e o art. 91, parágrafo único, alínea a.2, da Lei nº 8.981, de 1995, serão equivalentes à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos federais, acumulada mensalmente.” (Vide Decreto nº 7.212, de 2010) (Grifamos).

Lei nº 10.522/2002

“Art. 13. O valor de cada prestação mensal, por ocasião do pagamento, será acrescido de juros equivalentes à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos federais, acumulada mensalmente, calculados a partir do mês subsequente ao da consolidação até o mês anterior ao do pagamento, e de 1% (um por cento) relativamente ao mês em que o pagamento estiver sendo efetuado. (Redação dada pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009)”

“Art. 37-A. Os créditos das autarquias e fundações públicas federais, de qualquer natureza, não pagos nos prazos previstos na legislação, serão acrescidos de juros e multa de mora, calculados nos termos e na forma da legislação aplicável aos tributos federais. (Redação dada pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009) (Grifamos).

§ 1º Os créditos inscritos em Dívida Ativa serão acrescidos de encargo legal, substitutivo da condenação do devedor em honorários advocatícios, calculado nos termos e na forma da legislação aplicável à Dívida Ativa da União. (Redação dada pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009)



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

§ 2º O disposto neste artigo não se aplica aos créditos do Banco Central do Brasil. (Redação dada pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009)”.

52. Nos termos do art. 406 do Código Civil brasileiro, os juros moratórios, quando não convenacionados, serão fixados de acordo com a taxa em vigor para a mora dos impostos devidos à Fazenda Nacional. Em reiteradas decisões, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) vem entendendo que tal dispositivo se refere às supra transcritas Leis nº 8.981/1988 e 9.065/1995, cujo art. 13 estipula que tais juros serão equivalentes à taxa SELIC, a qual, por sua vez, inclui, em sua composição, juros propriamente ditos e atualização monetária.

53. Confira-se o seguinte Acórdão do Egrégio STJ:

“PROCESSUAL CIVIL. TRIBUTÁRIO. PREVIDENCIÁRIO COMPENSAÇÃO. TAXA SELIC. ARTIGO 535 DO CPC. MULTA DO ARTIGO 538 DO CÓDIGO DE PROCESSO CIVIL.

1. O acórdão exarado pelo Tribunal a quo não restou omissivo, obscuro ou contraditório, pois o juiz não está obrigado a responder a todas as alegações das partes, quando já tenha encontrado motivo suficiente para fundamentar a decisão e nem se obriga a ater-se aos fundamentos indicados por elas e, tampouco, a responder um a um todos os seus argumentos.

2. O Superior Tribunal de Justiça firmou entendimento no sentido de que a atualização monetária não se constitui em um plus, mas, tão-somente, a reposição do valor real da moeda, sendo o IPC o índice que melhor reflete a realidade inflacionária.

3. Os índices a serem utilizados para correção monetária, em casos de compensação ou restituição, são o IPC, no período de março/90 a janeiro/91, o INPC, de fevereiro/91 a dezembro/91, a UFIR, de janeiro/92 a 31.12.95, e, a partir de 1º.01.96, a taxa SELIC.

“4. Na repetição de indébito, seja como restituição ou compensação tributária, com o advento da Lei nº 9.250/95, a partir de 1º de janeiro de 1996, os juros de mora passaram a ser devidos pela Taxa SELIC a partir do recolhimento indevido, não mais se aplicando os juros de 1% ao mês, conforme o art. 161 c/c art. 167, parágrafo único do CTN. Tese consagrada na Primeira Seção, com o julgamento dos EREsp 291.257/SC, 399.497/SC e 425.709/SC, em 14.05.03.



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

5. *A partir de 1º de janeiro de 1996, os juros de mora são devidos pela taxa SELIC a partir do recolhimento indevido, não tendo aplicação o art. 167, parágrafo único, do CTN, a teor do disposto no art. 39, § 4º, da Lei nº 9.250/95. Tese consagrada na Primeira Seção, com o julgamento dos EREsp's 291.257/SC, 399.497/SC e 425.709/SC em 14.05.2003.*

6. *A taxa SELIC é composta de taxa de juros e taxa de correção monetária, não podendo ser cumulada com qualquer outro índice de correção.*

7. *Afasta-se a aplicação da multa do artigo 538 do Código de Processo Civil, por não se caracterizar o intuito protelatório dos embargos de declaração.*

8. *O Tribunal a quo não se manifestou a respeito da verba honorária, carecendo o apelo, no particular, do requisito indispensável do prequestionamento.*

9. *Recurso especial provido em parte." (STJ, Segunda Turma, Relator(a) Ministro CASTRO MEIRA, RECURSO ESPECIAL 2004/0178715-2, DJ 23.05.2005). (Grifamos).*

54. Recomendamos, portanto, em resposta ao primeiro questionamento da SEP, que a caracterização da mora e a incidência de juros (aplicação da taxa SELIC), tenham, como termo inicial, a data em que se iniciou a apropriação indevida dos bens da União por parte da Petrobrás (publicação da Lei nº 9.478/1997).

55. Caso, entretanto, a área técnica entenda que não há como se comprovar que na data acima referida o Concessionário tinha conhecimento da extrapolação do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba, recomendamos que o termo inicial da caracterização da mora e da incidência de juros (aplicação da taxa SELIC) seja a data em que restou demonstrado nos autos que o Concessionário tinha ciência de que a jazida estendia-se para área externa à que lhe foi concedida (1999, conforme mapa de fl. 16).

VI - Melhor forma de ressarcimento à União

56. A segunda questão trazida pela consulente diz respeito à melhor opção, do ponto de vista jurídico, para o ressarcimento à União: contrato de compra e venda de petróleo



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

e gás natural, ressarcimento direto ao tesouro através de GRU ou outra forma?

57. A questão proposta se divide em duas. A primeira, concernente ao montante discutido no tópico anterior, ou seja, ao valor devido pela Petrobrás à União em razão da exploração indevida de recursos petrolíferos. Conforme adiante abordado de forma mais aprofundada, cuida-se de indenização à União pela lavra ilícita de um recurso natural de domínio público. Não há que se falar em comercialização de petróleo e gás natural, razão pela qual o ressarcimento deve ser feito diretamente ao Tesouro, através de Guia de Recolhimento da União (GRU).

58. A segunda questão diz respeito ao petróleo e gás natural oriundos da Jazida após o procedimento de Individualização da Produção, a requerer análise mais pormenorizada, eis que envolve a transferência de propriedade destes recursos.

59. Com efeito, 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".

60. 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.

61. 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". Com a ressalva do 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.



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

62. Cabia à Petrobrás, 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.

63. 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”.

64. É permitido à União, portanto, 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).

65. Em casos como o que ora se aprecia, em que uma jazida extrapola os limites geográficos de um Bloco concedido difundindo-se por área não concedida e nem



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

contratada sob regime de Partilha de Produção, tem-se hipótese em que a União exerce diretamente a atividade econômica constitucionalmente monopolizada.

66. 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.

67. Assim, independentemente de a Petrobrás 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.

68. Assim sendo, o quinhão de óleo do reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba devido à União continua sob sua propriedade mesmo após a produção, não importando o fato de a Petrobrás vir a ser o Operador da área individualizada. Em relação à parcela da Jazida situada em área não concedida nem partilhada, não há pessoa jurídica contratada, não havendo que se falar, portanto, em incidência do "caput" do art. 26 da Lei nº 9.478/1997:

Art. 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 dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes. (Grifamos).

69. A propriedade do petróleo e gás natural produzidos a partir da Jazida individualizada é fracionada após a passagem pelo ponto de medição. Parte torna-se propriedade do Concessionário, enquanto a parcela restante permanece sob o domínio da União.

70. O petróleo produzido e pertencente à União, portanto, não é objeto de aquisição originária pela Petrobrás. Em havendo interesse recíproco, faz-se necessária a



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

pactuação de um contrato de compra e venda de petróleo e gás natural, a cancelar a transferência destes recursos (aquisição derivada).

71. Entretanto, o mencionado contrato não será pactuado diretamente pela União (e nem pela ANP), pelas razões sobre as quais agora se debruça.

72. No caso ora em análise, a projeção horizontal da jazida a ser unitizada está inclusa no denominado polígono do Pré-Sal, imperando, pois, no que toca à porção não contida no Bloco previamente concedido, a Lei nº 12.351/2010, nos termos de seu art. 1º:

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.

73. Na hipótese de unitização envolvendo áreas contidas no referido polígono, incide o art. 36, que assim postula:

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 partilhadas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de Partilha de produção.

74. A empresa pública referida no § 1º do art. 8º do Estatuto em tela é a Pré-Sal Petróleo S.A., vinculada ao Ministério das Minas e Energia, cuja criação pelo Poder Executivo foi autorizada (porém ainda não consumada) pela Lei nº 12.304/2010.

75. Não obstante, o art. 63 da Lei nº 12.351/2010 assevera que, enquanto não criada a PPSA, suas competências serão exercidas pela União, por intermédio da ANP, podendo ainda ser delegadas por meio de ato do Poder Executivo.



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

76. Por conseguinte, na ausência de ato delegatório do Poder Executivo, cabe à ANP, na Individualização da Produção do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba, exercer as competências da PPSA, representando a União como parte no Acordo de Individualização da Produção.

77. Nesse sentido, há que se atentar para a vedação expressa, positivada no parágrafo único do art. 2º da Lei nº 12.304/2010, à execução direta ou indireta, por parte da PPSA, da atividade de comercialização de petróleo e correlatos:

Art. 2º A PPSA terá por objeto a gestão dos contratos de Partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia e a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

Parágrafo único. A PPSA não será responsável pela execução, direta ou indireta, das atividades de exploração, desenvolvimento, produção e comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.

78. Como as atividades da PPSA são essencialmente de gestão, a teor do “caput” do artigo supra transcrito, ela não participa diretamente da comercialização, não podendo, por isso, pactuar com a Petrobrás (ou com outra empresa qualquer) contratos de compra e venda de petróleo e gás natural.

79. Além disso, a ANP, por se tratar de autarquia, ainda que de natureza especial, enquadra-se no art. 5º do Decreto-Lei nº 200/1967, que define as atividades autárquicas como serviço autônomo destinado à execução “de atividades típicas da administração pública que requeiram, para seu melhor funcionamento, gestão administrativa e financeira descentralizada”.

80. Veja-se, a respeito, trecho de parecer exarado pela Comissão de Justiça e Cidadania do Senado Federal sobre o Projeto de Lei da Câmara nº 309/2009, que autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETRO-SAL e dá outras providências:



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

“A comercialização de petróleo não pode ser feita nem pela Administração direta nem pela ANP. Isso porque a comercialização constitui atividade econômica, a qual, nos termos do art. 173 da Constituição Federal, somente pode ser exercida por empresas privadas ou estatais, que são pessoas jurídicas de direito privado.

Como a ANP não é uma empresa estatal, e sim uma agência reguladora, não se admite, do ponto de vista jurídico-constitucional, que ela realize, diretamente, a comercialização ou estocagem do petróleo de propriedade da União.”

81. Ademais, a vedação expressa à comercialização direta de petróleo e gás pela PPSA se estende à ANP em razão da já citada disposição do art. 63 da Lei nº 12.351/2010.

82. A solução jurídica para a questão da comercialização do petróleo e gás pertencentes à União e produzidos na área individualizada encontra-se na locução da alínea “a” do Inciso II do art. 4º da Lei nº 10.304/2010. Tal dispositivo inclui na competência da PPSA, como representante da União, a celebração de “contratos com agentes comercializadores” de petróleo e gás natural.

83. Nesse sentido, há permissivo legal para a contratação direta da Petrobrás como agente comercializador, nos termos do art. 45 da Lei nº 12.351/2010:

Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9º.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobrás, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no caput.

84. De se concluir, portanto, que a transferência de propriedade do petróleo e gás natural do Reservatório CRP-10 do Campo de Carapeba deverá ser feita através de



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

agente comercializador, que poderá ser a própria Petrobrás, Concessionário e provável Operador da área individualizada.

85. Por fim, merece alusão o art. 46 da Lei nº 12.351/2010, que assevera que, no regime de Partilha de Produção, a receita advinda da comercialização do petróleo, gás natural e outros carbonetos fluidos destinados à União será vinculada ao Fundo Social, criado pelo referido Estatuto Legal com o fito de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional na forma de programas e projetos em áreas específicas de desenvolvimento e combate à pobreza.

86. Pelo exposto, e em resposta direta à consulta formulada pela SDP, entendemos que o ressarcimento dos valores pretéritos pode ocorrer diretamente ao Tesouro, via GRU e que, em relação ao petróleo e gás objeto de AIP, a solução é aquela indicada pela própria lei, ao prever a figura do agente comercializador e vedar tal atividade (comercialização direta ou indireta) à PPSA e, por conseguinte, à ANP que estará, neste caso, atuando em substituição à estatal por força do art. 63 da Lei nº 12.351/2010.

VII – Regimes Jurídicos Distintos

87. A terceira questão trazida pela SDP atine às implicações jurídicas ao considerar-se a “situação complexa de simultaneidade de contratos oriundos de regimes distintos (parcela da área unitizada dentro dos limites do campo regida sob o regime de concessão e parcela da área unitizada dentro da área da União regida sob o regime de partilha)”.

88. Realmente, no caso em análise, tem-se uma Jazida (Reservatório CRP-10) situada em Bloco regido pelo regime de Concessão (Campo de Carapeba) que se estende para área inserida no polígono do Pré-Sal (Art. 2º, IV e Anexo da Lei nº 12.351/2010), porém ainda não objeto de contratação sob o Regime de Partilha de Produção (área não contratada com direitos de exploração e produção pertencentes à União).



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

89. Não há, a bem dizer, simultaneidade de contratos, eis que não houve ainda licitação e, por conseguinte, contratação, no regime fiscal de Partilha de Produção.

90. O legislador, entretanto, previu específica e expressamente o caso de ausência de contrato em uma das áreas adjacentes sob as quais se estende a Jazida e, como já aludido em tópico anterior, autorizou que a PPSA representasse a União nesta espécie de AIP (art. 36, *caput* da Lei nº 12.351/2010). Entretanto, também por determinação legal, enquanto não criada pelo Poder Executivo a PPSA, a União comparece no AIP representada pela ANP (art. 63 da Lei nº 12.351/2010).

91. A rigor, por força das respectivas leis, a área licitada em regime de Concessão é regida pela Lei nº 9.478/1997 e a localizada no dito polígono do Pré-sal se subordina à Lei nº 12.351/2010. O cerne da consulta são as implicações jurídicas daí decorrentes.

92. A experiência internacional noticia a ocorrência de jazidas que se estendem de um Estado soberano a outro, o que importa, naturalmente, a incidência de ordenamentos jurídicos distintos e muitas vezes conflitantes. Tal fato é frequentemente agravado pela inexistência de uma delimitação bem marcada das fronteiras internacionais, o que, nada obstante, não vem impedindo a multiplicação dos acordos entre Estados soberanos ao redor do mundo para compartilhar a produção evitando a depredação das reservas petrolíferas. Sobre os acordos de unitização internacional remetemos a Maria Campos Alves de Brito (Desenvolvimento compartilhado de reservatórios comuns entre estados. Dissertação de Mestrado em Direito. UERJ, Rio de Janeiro, 2005) e Diogo Oliveira Pignataro (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 em Direito. UFRN, Natal, 2008).

93. No Brasil, antes mesmo do advento do novo marco regulatório, a doutrina já manifestava preocupação com a convivência de normas contratuais distintas afetas a Jazidas que se estendiam para Blocos contíguos e sua repercussão no procedimento de unitização. É que, por diferentes, os contratos correspondentes a Rodadas de Licitação diversas poderiam estabelecer (como realmente o fazem), entre outras questões sujeitas a controversas, diferentes Programas Exploratórios Mínimos - PEM (Sandoval



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

Amui e Marianne M. de Lima. Unitização e reservatórios de óleo e gás natural. Versão em português do artigo publicado no Advisor da AIPN nº 231, maio/2003 atualizado em 2007, p. 11), percentuais de “royalties” (Marilda Rosado de Sá Ribeiro, Introdução à unitização dos reservatórios petrolíferos in Estudos e Pareceres – Direito do petróleo e gás. Marilda Rosado de Sá Ribeiro (Coord.), Rio de Janeiro, Renovar, 2005, p. 157) e percentuais de conteúdo local (José Alberto Bucheb. Unitização no Brasil – questões controversas. Rio Oil & Gas Expo and Conference. 2008, p. 6).

94. A incidência de regimes jurídicos (normas legais e/ou contratuais) distintos sobre a área unitizada, portanto, não constitui completa novidade.

95. Dispõe o art. 36 da Lei nº 12.351/2010:

“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 partilhadas, 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. (Grifamos).

96. O § 2º do citado artigo, parece-nos, pretendeu fornecer solução para casos de unitização em que as áreas vizinhas estejam sujeitas a regimes fiscais distintos. É possível extrair do texto a independência de regimes. Não está claro, contudo, a quais regimes e áreas é conferida esta independência.

97. Importa, pois, interpretar a norma com o propósito de desvendar seu conteúdo.



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

98. Uma primeira interpretação literal possível seria a de que a expressão “nas áreas de que trata o caput” abrangesse toda a jazida unitizada. 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 unitizadas continuariam submetidas ao regime vigente à época da outorga da Concessão ou da Partilha de Produção.

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

100. Nessa linha interpretativa, uma opção seria a de adotar o regime de Partilha de Produção para a jazida unitizada como um todo, em homenagem a todos os valores que justificaram a mudança do marco regulatório petrolífero e a 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 forma a maximizar ganhos em benefício da sociedade brasileira.

101. Aliás, foram esses os argumentos que o Ministro das Minas e Energia 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.

102. Outra cogitação, ainda dentro desta linha interpretativa, seria a da prevalência do regime de Concessão, fundada na justificativa de respeito aos contratos anteriormente celebrados, ao ato jurídico perfeito e à segurança jurídica.

103. Ainda como desdobramento da interpretação proposta (regime único para a jazida unitizada, 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 unitizada como um todo.



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

104. 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.

105. Doutrina nacional pioneira quanto ao Pré-sal 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” (grifamos), 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 (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, n. 1º, dez 2010, p. 212/213).

106. 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 unitizada que se estende para área não contratada, restando à outra parte do Reservatório (localizada em área contratada) a incidência do regime fiscal original.

107. 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, quanto para o caso de o regime incidente ser o de Concessão.

108. Ter-se-ia, portanto, a independência dos regimes. No caso concreto, aplicar-se-ia, na porção da Jazida unitizada ainda não contratada, o regime de Partilha de Produção, com a sistemática introduzida pela nova lei e preservar-se-ia o regime de Concessão na porção do Bloco já licitado, em homenagem à preservação dos contratos já celebrados e à segurança jurídica.



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

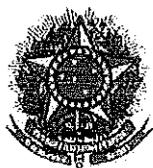
109. Nesse sentido, cabe destacar a afirmativa do Ministro das Minas e Energia, no ato de anúncio da proposta do novo modelo exploratório para as Jazidas do Pré-sal, de que “os contratos existentes são intocáveis”, bem como a abordagem constante da Cartilha do Pré-Sal (disponibilizada no sítio eletrônico 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”.

110. 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.

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

112. “*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.

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



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

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 Luís 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)".

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 12.351/2010 e art. 7º, parágrafo único, da Lei nº 12.276/2010) divisamos que, no caso proposto, 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.



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

118. Por fim, é importante destacar que a incidência do novo Regime de Partilha ocorrerá somente na relação a ser estabelecida por meio da celebração de Contrato de Partilha de Produção com o consórcio eventual e futuramente formado em razão de licitação formatada segundo o novo marco regulatório (art. 8º, inciso II, art. 13 e seguintes da Lei nº 12.351/2010) ou diretamente com a Petrobrás (art. 8º, inciso I da Lei nº 12.351/2010).

119. Desse modo, quanto à área não contratada dentro do polígono do Pré-Sal, entendemos que 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.

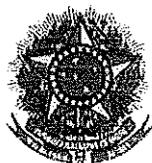
120. Dito isso, embora se advogue a independência de regimes e respeito à Lei nº 12.351/2010, não parece ser o caso de aplicação, nesse momento, dos conceitos de Custo em Óleo e, Excedente em Óleo, entre outros, previstos no art. 2º da Lei nº 12.351/2010 e caracterizadores do regime de Partilha de Produção.

VIII – Redeterminações

121. A SDP também argui a “inclusão de Cláusula de Redeterminação quando da licitação da área, aparentemente indo contrariamente aos termos do contrato que dizem que o vencedor da licitação da área assumirá os termos do acordo. É entendimento que se as partes não chegarem a acordo a ANP determinaria o novo acordo.”

122. Nos Acordos de Individualização da Produção, a previsão da 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. Sopesam-se as vantagens e desvantagens em seu estabelecimento. Nesse sentido, confira-se a doutrina:

“O processo de redeterminação é um mecanismo que permite aos concessionários



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

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.

Em tese, o processo de redeterminação deveria facilitar o entendimento entre todos os envolvidos em uma unitização, pois dá aos concessionários o conforto de que em um ambiente de incertezas, cada parte terá sua participação ajustada no futuro conforme a visão técnica mais atual.

Derman e Derman (2003) reportam que, como o processo de redeterminação pode envolver valores significativos, ele é normalmente litigioso, caro e demorado. Assim, é altamente recomendável a inclusão, como parte das negociações de unitização, de limites ao processo de redeterminação, seja limitando o número de redeterminações na Fase de Produção, seja estabelecendo um limite temporal a partir do qual as participações serão finais e definitivas.

Considerando as particularidades da legislação brasileira, um dos principais itens problemáticos em uma redeterminação é o tratamento dos critérios tributários que foram adquiridos pelos concessionários e, na ocasião de uma redeterminação, podem ter sido ou não utilizados.” (PEDROSO, Daniel C., ABDOUNUR, Eduardo R. “Aspectos da negociação de acordos de individualização da produção no Brasil”, Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008).

“Redeterminação é um meio eventualmente adotado para permitir que os concessionários reajustem suas participações em certo campo, algum tempo depois que um contrato de unitização tenha sido assinado. O processo pode ser difícil e também terminar em disputas e arbitragem. Alguns autores listaram e discutiram argumentos a favor e contra as disposições de redeterminação, assim como os mecanismos propostos e as fórmulas matemáticas para facilitar a tarefa. Estas fórmulas pretendem calcular a transferência do valor entre as partes, daqueles volumes de hidrocarbonetos que foram retirados a mais para aqueles que foram retirados a menos. A existência de disposição sobre redeterminação pode acelerar o desenvolvimento e a produção do campo, uma vez que as partes interessadas podem alcançar o consenso em um contrato de



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

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 do artigo publicado no Advisor da AIPN, nº231, maio de 2003, atualizado em 2007.)

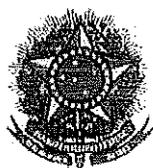
123. A Lei nº 12.351/2010, ao prescrever as regras aplicáveis às jazidas que extrapolam os limites dos respectivos Blocos em direção a áreas não contratadas, estipula, no “caput” de seu art. 36, que “A União, representada pela empresa pública referida no § 1o do art. 8o e com base nas avaliações realizadas 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 partilhadas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de partilha de produção”. (Grifamos).

124. Em que pese à dicção legal, não vislumbramos incompatibilidade entre o dispositivo supra transcrito e a inclusão, no AIP, de cláusula que preveja a realização de Redeterminação quando da licitação da área não contratada.

125. Em nosso sentir, a finalidade da norma estampada 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.

126. 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 quanto às condições previamente estipuladas.

127. Mas não nos soa 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.



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

128. 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 na lavra conservativa das jazidas unitizadas), têm as partes privadas certa liberdade de renegociar cláusulas do AIP sem ofensa ao “caput” do art. 36 da Lei nº 12.351/2010.

129. Ademais, é forçoso reconhecer que quando a ANP ou a PPSA são (representando a União) partes em um AIP, há cláusulas muito específicas (v.g., a que trata do mecanismo de resolução de conflitos), que não se aplicam em se tratando de 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 unitizada quando não se tratar de regime de Partilha de Produção). Nesses casos carece de sentido obrigar as partes unitizantes 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.

130. 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)

131. Parece-nos que a inserção no AIP de cláusula que preveja a possibilidade de as novas partes unitizantes reavaliarem algumas das cláusulas no atual acordo, condicionando tal revisão, porém, a 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.



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

132. E especificamente quanto à cláusula de realização de Redeterminação quando da licitação da área, parece certo que a norma em comento não tem o condão de comprometer a saudável evolução das relações contratuais no que concerne à correção do quinhão devido a cada parte unitizante na medida em que se aprofunda o conhecimento geológico do Reservatório individualizado.

133. Por fim, em razão de conexão com o ponto suscitado, entendemos oportuno ressaltar a necessidade de uma cláusula, no próprio AIP, que preveja sua ampla publicização por ocasião do leilão, eis que não nos parece concebível que o ofertante se veja obrigado a aderir a um AIP cujo conteúdo não seja de seu conhecimento.

IX – Remuneração dos Investimentos Realizados

134. Prosseguindo na resposta à consulta, passamos a avaliar a possibilidade de que os investimentos realizados pelo Concessionário sem o prévio consentimento da ANP não sejam remunerados, conforme aventado pela Nota Técnica 013/2011/SDP (fls.202/207).

135. Os gastos exploratórios atinentes ao custeio das operações (OPEX) e investimentos (CAPEX) realizados por uma das partes, sem o consentimento da outra, são, normalmente, ponto sensível na discussão dos Acordos de Individualização da Produção, suscetíveis que são a acirrados embates. Nesse sentido, confira-se por todos:

“Na ocorrência da individualização da produção, necessariamente haverá um desequilíbrio entre as concessões, as quais terão interesses bastante distintos:

a. Os concessionários “descobridores” da jazida (na Figura 2, os concessionários do bloco A) terão interesse em ter parte dos seus custos reembolsados, incluindo não somente o custo do poço exploratório, mas também todos os custos com aquisições de dados, estudos e interpretações que levaram à descoberta. Os concessionários “descobridores” também terão a percepção de que correram um risco exploratório e que este risco deve ser de alguma forma valorado;

“b. Os concessionários da(s) área(s) adjacente(s), representados na Figura 2 pelos



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

blocos B e C, apesar de beneficiados por uma descoberta sem que necessitassem investir ou correr riscos exploratórios, terão a percepção de que não é necessário efetuar qualquer pagamento compensatório aos concessionários "descobridores", visto que o processo de individualização é obrigatório de qualquer forma. Além disso, perceberão que não participaram das decisões que levaram à descoberta no bloco adjacente e que não acompanharam ou tiveram qualquer direlto de decisão sobre os fatores que afetaram os custos das operações no bloco adjacente. Desse modo, a tendência a não aceitar o pagamento de qualquer compensação aos concessionários "descobridores" será elevada. Por outro lado, um argumento contrário a isto é o acesso aos dados do poço (e demais operações) que resultou na descoberta." (PEDROSO, Daniel C., ABDOUNUR, Eduardo R. "Aspectos da negociação de acordos de individualização da produção no Brasil", Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008, p.4). (Grifamos).

136. O reembolso dos custos e investimentos exploratórios realizados pelo Concessionário descobridor antes da percepção de que a jazida extrapola o limite da área concedida, 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.

137. De outro lado, a este último detentor de direitos exploratórios cabe o argumento de que não participou das decisões que geraram os gastos incorridos e de que o risco é inerente às atividades de exploração e produção.

138. 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 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 em questão, razão pela qual nos aliamos aos argumentos trazidos pela Superintendência de Desenvolvimento da Produção (SDP) na Nota Técnica 013/2011/SDP (fls.202/207).



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

139. No caso sob exame, além das controvérsias inerentes aos Acordos de Individualização de Produção eminentemente privados, a presença da ANP, figurando em um dos pólos do Acordo como representante da União, avulta em importância questões outras, a seguir abordadas.

140. 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, 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)

141. 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



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

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)".

142. 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. Confira-se:

"Ora, no momento em que a Constituição Federal, a partir da EC nº9/95, mantém como monopólio da União a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, mas autoriza a contratação de empresas estatais ou privadas para a realização dessas atividades, acaba por conceder ao Poder Público a possibilidade de opção pela manutenção do sistema atual ou pela adoção de um



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

sistema em que se permita a concorrência nessa atividade.

Trata-se, pois, de uma nova concepção de monopólio, não mais relacionado à intervenção estatal no domínio econômico com exclusividade no controle dos meios de produção (intervenção por absorção), mas sim relacionado ao monopólio de escolha do Poder Público, que poderá, conforme as normas constitucionais optar entre a manutenção da pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos por uma só empresa, ou ainda, pela contratação com empresas estatais ou privadas.

A EC nº9/95 encerrou o monopólio estatal no exercício da atividade econômica relacionada a petróleo e gás natural, mantendo, porém, o monopólio da própria atividade, ou seja, a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos continuam constituindo monopólio da União, no sentido de que somente o Poder Público é que poderá decidir, com exclusividade, quem poderá exercer essa atividade econômica. É o que nos referimos como monopólio de escolha do Poder Público.” (MORAES, Alexandre. Constituição do Brasil Interpretada e Legislação Constitucional, São Paulo, 2004, Ed. Atlas, 4ª edição, p.1899).”

143. Decerto, as particularidades (i) quanto ao monopólio das atividades envolvidas (art. 177, I, da Constituição brasileira 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.

144. Com efeito, na solução da questão proposta, é importante 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.



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

Um olhar diferente sobre a questão significaria defender, no Brasil, um regime de exploração e produção de petróleo 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.

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

146. Incumbe às empresas de petróleo privadas e estatais detentoras de direitos de exploração e produção de áreas concedidas no Brasil: (i) a obrigação de explorar petróleo e gás natural em 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 contratadas (art. 177, §1º da Constituição Federal e art. 26, "caput" da Lei nº 9.478/1997).

147. E à União, detentora exclusiva do monopólio das atividades desenvolvidas (art. 177, da Lei Maior), cabe: (i) os tributos e Participações 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 contratadas (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).

148. Especificamente quanto ao risco da atividade, o legislador ordinário e, no mesmo passo, os contratos de outorga de direitos de exploração e produção, não deixam dúvida quanto a quem incumbe o encargo de suportá-lo:



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

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 Rodada Zero (Aditivo)

"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, nos termos deste Contrato, com sujeição aos encargos relativos aos tributos e Participações Governamentais e de terceiros, de acordo com este Contrato e a legislação 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)."



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

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).

149. Nos termos da Lei e do Contrato, cristalinos que são quanto ao ônus de o Concessionário suportar o risco das atividades exploratórias desenvolvidas, soa absurdo que se pretenda compartilhá-lo, de alguma forma, com a União.

150. Ademais, o custeio das operações e os gastos com investimentos exploratórios encontram limite na territorialidade fixada pela área do Bloco concedido (ou contratado sob o Regime de Partilha de Produção).

151. Explica-se.

152. 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 (PEM e, eventualmente, projetos adicionais) que, em caso de êxito (Descoberta comercial), lhe conferirão a propriedade sobre o petróleo produzido DENTRO DA ÁREA CONCEDIDA.

153. 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, no caso do regime



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

de Concessão é delimitada pelas coordenadas constantes do Anexo I do instrumento contratual assinado.

154. No Campo de Carapeba, os investimentos exploratórios realizados visaram à descoberta de petróleo e gás em espaço certo e determinado: a Área da Concessão (ou o Bloco cuja projeção horizontal é a Área da Concessão). Obviamente, o foco da atividade exploratória e dos gastos efetivados foi esta área. Do mesmo modo, o proveito econômico mirado e esperado pelo Concessionário é aquele previsto no Contrato de Concessão e, portanto, limitado também à área concedida. Nesse sentido, é lógico concluir que qualquer expectativa ou pretensão que transborde esse limite não encontra amparo nem na Lei nem no Contrato.

155. Com esse formato, assegura-se ao Concessionário, mediante contrato em que o risco é 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.

156. 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.

157. Configura-se, pois, ilegítima, em nossa compreensão, a pretensão do Concessionário de que a União compartilhe com ele 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, 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 TODO o petróleo e gás natural contidos no Bloco que lhe foi outorgado.



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

158. À União, repise-se, é vedado correr risco e, por consequência, assumir custos de exploração.

159. 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.

160. Saliente-se, ainda, que, no caso concreto, compartilhamos do entendimento esposado pela SDP no que se refere a eventuais custos afundados ("sunk costs") resultantes de investimentos exploratórios equivocados e posteriormente desconsiderados na análise da viabilidade econômica a partir de um determinado ponto de corte (fl. 205).

161. De outro norte, 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 concedida (tributos, participações, 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.

162. Raciocínio diverso poderia ser avaliado na análise da possível participação da União em custos operacionais e de investimentos incorridos pelo Concessionário nas Etapas de Avaliação da Descoberta e Desenvolvimento do Campo, bem como nos custos operacionais de produção. É que tais gastos poderiam ser atribuídos, em parte, à avaliação e desenvolvimento da porção da jazida situada fora da área de Concessão, não previstos, portanto, quando da pactuação do compromisso exploratório por parte do detentor dos direitos.



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

163. Entretanto, julgamos que a apreciação desta hipótese é despicienda, pois no caso em apreço, não há que se falar, no que se refere aos investimentos exploratórios de forma ampla (incluindo os de Avaliação de Descoberta) e de desenvolvimento da produção, em restituição ao Concessionário.

164. Isto porque, no presente caso, como já ressaltado, a Petrobrás apropriou-se ilegitimamente e aproveitou-se economicamente de bens públicos externos à área que lhe foi concedida, durante longo período, a despeito de qualquer autorização (ou mesmo comunicação) à ANP (autarquia com atribuições legais de regulação e fiscalização da indústria petrolífera brasileira).

165. A lavra realizada na área externa à Concessão, ao menos até a percepção, pela ANP, do ilícito cometido e das medidas tomadas visando à regularização, não tem, portanto, o condão de gerar expectativa de ressarcimento de custos à Petrobrás, eis que a produção se deu à revelia de título próprio (Contrato de Concessão, de Cessão Onerosa, de Partilha de Produção ou Acordo de Individualização da Produção).

166. Nesse sentido, é saudável recorrer à experiência do setor minerário, onde não se reconhece ao minerador, quando a exploração é ilegal, nem o minério extraído nem os direitos indenizatórios relacionados à atividade nessas condições desenvolvidas:

“ATIVIDADE DE MINERAÇÃO SOB A FORMA DE GARIMPO. AUSÊNCIA DE AUTORIZAÇÃO DO PODER PÚBLICO. ILEGALIDADE. 1. Nos termos do artigo 20, inciso IX, da Constituição, pertencem à União os recursos minerais, inclusive os do subsolo. E o artigo 21, inciso XXV, da Carta Magna diz que compete à União estabelecer as áreas e as condições para o exercício da atividade de garimpagem, em forma associativa, o que foi regulamentado pela Lei 7.805/89 e pelo Decreto 98.812/90. 2. A exploração da atividade mineradora sob a forma de garimpo está sujeita à autorização da autoridade administrativa competente (Lei 7.805/89, arts. 2º, 5º e 21). 3. Em decorrência da



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

llegalidade da exploração da atividade mineradora sob a forma de garimpo, sem autorização do Poder Público, não tem o minerador ilegal direito ao minério extraído, nem à pretendida indenização, pois foi legal a apreensão, pela Administração Pública, do referido minério. Precedentes desta Corte. 4. Apelação improvida." (AC 9501228665, JUIZ LEÃO APARECIDO ALVES (CONV.), TRF1 - TERCEIRA TURMA SUPLEMENTAR (INATIVA), DJ DATA:04/03/2002 PAGINA:147.) (Grifamos).

167. Não existe, por conseguinte, no caso ora submetido à apreciação desta Procuradoria, causa a justificar reembolso ao Concessionário, seja pelos custos e investimentos realizados, seja a título de prêmio pelo risco exploratório, seja para ressarcir os dados e informações obtidos, seja, até mesmo, para compensar os custos de produção até a regularização de sua posição jurídica, concretizada na autorização da ANP para que a lavra do Campo de Carapeba não sofresse solução de continuidade.

X – Do Sócio Privilegiado

168. A última questão posta pela SEP diz com a possibilidade de inclusão, no conteúdo do AIP, de cláusula conferindo à ANP, na qualidade de representante da União, a qualidade de "sócio privilegiado".

169. Inicialmente, registramos ser, em nossa percepção, desnecessária a intitulação "sócio privilegiado" no presente caso. De outra banda, parece de todo razoável que a União, representada no Acordo de Individualização pela ANP, não efetue desembolso quando o fluxo de caixa trimestral eventualmente seja negativo.

170. Não nos parece que esta é uma situação normal, eis que a continuidade da produção depende, evidentemente, da lucratividade da lavra. Caso os fluxos de caixa permaneçam negativos, o Campo não seria mais comercial, cabendo às partes individualizantes (União, através da ANP, e Concessionário), utilizando-se do parágrafo



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

9.5 do Contrato de Concessão, requerer a extinção do Contrato em relação à área individualizada não mais rentável:

"9.5 A qualquer tempo durante a Fase de Produção, o Concessionário poderá, mediante uma notificação com antecedência mínima de 6 (seis) meses, encerrar este Contrato em relação à Área de Desenvolvimento pertinente, submetendo, concomitantemente, um programa de desativação das instalações ("Programa de Desativação das Instalações"), descrevendo em detalhe a proposta de tamponar e abandonar os poços, a desativação e remoção de plantas, equipamentos e outros ativos e todas as demais considerações relevantes. O Programa de Desativação das Instalações deverá cumprir estritamente a legislação aplicável e estar de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, observando ainda o disposto na Cláusula Vigésima."

171. Entendemos, pelo exposto, que a preocupação da SDP em incluir no AIP a prerrogativa de a União não efetuar desembolso na hipótese de o fluxo de caixa trimestral restar negativo cuida de situações excepcionais que impliquem parada da produção.

172. Tal prerrogativa não se configura qualquer privilégio. Ao contrário, é consequência natural da participação EXCEPCIONAL da União, representada pela ANP, na área individualizada.

173. Como já exposto alhures, ao longo deste Parecer, a ANP, por se tratar de autarquia, não tem natureza de agente econômico, faltando-lhe, até mesmo, flexibilidade orçamentária para efetuar desembolsos. Tratando-se de flutuações esporádicas do fluxo de caixa, nada impede que o prejuízo constatado em determinado trimestre seja descontado em outro, sem necessidade de se invocar, para tanto, qualquer tipo de privilégio.

174. Em outro dizer, a(s) cláusula(s) que estabelecem a prerrogativa da União de não efetuar o ressarcimento ao Operador na eventualidade de as despesas superarem as receitas na apuração trimestral do fluxo de caixa podem, em linhas gerais, ser mantidas



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

sem que, para tanto, se lance mão da nomenclatura “sócio privilegiado”.

175. Não obstante, para evitar enriquecimento sem causa da União, julgamos oportuna a inclusão de cláusula que preveja a compensação do valor devido pela União ao Operador tão logo o fluxo de caixa retorne ao positivo.

XI - Conclusão

176. No que diz respeito à necessidade de adequação do índice de correção monetária utilizada (IGP-DI) entendemos incidir a Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para títulos federais (SELIC), o que afasta a aplicação cumulativa de índice de correção.

177. Quanto à melhor forma de ressarcimento à União dividiu-se a questão proposta em duas. Os valores pretéritos podem ser ressarcidos diretamente à conta do Tesouro nacional, via GRU; já em relação ao petróleo e gás produzidos no âmbito do AIP, a solução adequada é a indicada pela própria lei, ao prever a figura do agente comercializador e vedar tal a comercialização direta ou indireta à PPSA e, por conseguinte, à ANP. A receita advinda da comercialização do petróleo, gás natural e outros carbonetos fluidos destinados à União deve ser destinada ao Fundo Social, conforme disciplina do art. 46 da Lei nº 12.351/2010.

178. No que concerne às implicações jurídicas decorrentes dos regimes jurídicos distintos entendemos: (i) que os regimes fiscais devem ser aplicados de forma independente (e proporcional) para cada parcela da jazida unitizada, admitindo-se, para as obrigações indivisíveis, regramento específico pelo órgão regulador; (ii) que na área do polígono do Pré-Sal ainda não contratada não haverá propriamente Partilha de Produção, soando mais adequado referir-se ao exercício direto do monopólio estatal na parcela da jazida unitizada inserida nesta área; (iii) que o novo Regime de Partilha



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

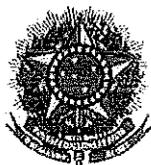
ocorrerá somente na relação a ser estabelecida futuramente por meio da celebração de Contrato de Partilha de Produção e adesão do licitante vencedor ao AIP ora em negociação; (iv) que embora se advogue a independência de regimes e respeito à Lei nº 12.351/10, não parece ser o caso de aplicação, nesse momento, dos conceitos de Custo em Óleo e, Excedente em Óleo, entre outros, previstos no art. 2º da Lei nº 12.351/2010 e caracterizadores do regime de Partilha de Produção.

179. Quanto à inclusão de cláusula de redeterminação quando da licitação da área, não vislumbramos incompatibilidade entre o disposto na lei e a inserção, no AIP, de cláusula nesse sentido.

180. No tocante à remuneração dos investimentos realizados pelo Concessionário não visualizamos causa a justificar tal reembolso, seja no que se refere aos custos e investimentos realizados, seja a título de prêmio pelo risco exploratório, seja para ressarcir os dados e informações obtidos, seja, até mesmo, para compensar os custos de produção até a regularização de sua posição jurídica, concretizada na autorização da ANP para que a lavra do Campo de Carapeba não sofresse solução de continuidade.

181. No que se refere à cláusula "sócio privilegiado", não obstante entendamos desnecessária esta intitulação, parece-nos de todo razoável que a União, representada no Acordo de Individualização pela ANP, não efetue desembolso quando o fluxo de caixa trimestral eventualmente seja negativo, sendo oportuna, contudo, em homenagem ao princípio de vedação ao enriquecimento sem causa, a inclusão de cláusula que preveja a compensação do valor devido ao Operador tão logo o fluxo de caixa retorne ao positivo.

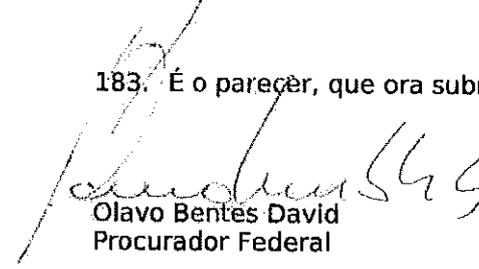
182. Por fim, considerando as possíveis alterações na minuta de AIP decorrentes deste Parecer e as discussões visando à elaboração de minuta de Resolução para fixar os procedimentos e diretrizes dos Acordos de Individualização da Produção, acordou-se com a SDP a devolução do feito para os ajustes necessários à minuta de acordo



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

previamente à manifestação específica deste órgão de execução da Procuradoria Geral Federal sobre seus termos.

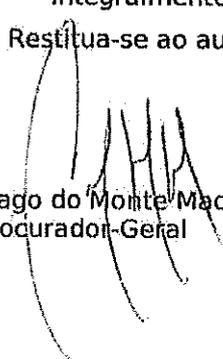
183. É o parecer, que ora submetemos à consideração do Procurador-Geral.


Olavo Bentes David
Procurador Federal

Luiz Vicente Sanches Lopes
Procurador Federal

Rio de Janeiro, 22 de dezembro de 2011.

1. Integralmente de acordo.
2. Restitua-se ao autor em resposta.


Tiago do Monte Macêdo
Procurador-Geral