

Rio de Janeiro, 04 de fevereiro de 2019.

E&P 003/2019

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Avenida Rio Branco, 65 – 12º ao 22º andar, Centro
20.090-004 – Rio de Janeiro/RJ

At: Ilmo. Sr. Marcelo Castilho
Superintendente de Desenvolvimento e Produção

Assunto: Tomada Pública de Contribuições nº 9/2018 (“TPC nº 9/2018”)

Ilmo. Sr. Superintendente,

O **Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP**, na qualidade de representante do segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural, vem, respeitosamente, por meio da presente, apresentar suas contribuições (**ANEXO I**) no âmbito da TPC nº 9/2018, que tem por objetivo (i) *coletar contribuições para a eventual elaboração ou revisão de instrumentos regulatórios que contemplem os critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural*; e (ii) *coletar dados, informações e evidências que justifiquem e suportem as contribuições apresentadas para a definição dos critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural*.

No que toca ao primeiro objetivo, dividimos nossas contribuições de forma estruturada, considerando os três itens arrolados na TPC:

- (1) agrupamento de reservatórios,
- (2) definição de reservatório contínuo e
- (3) função das instalações e equipamentos destinados à produção.

Em atenção ao segundo objetivo listado, anexamos à presente *memorandum* (**ANEXO II**) elaborado pelo escritório Morgan Lewis,

especializado em legislação petrolífera com autorização legal para opinar sobre o direito inglês, o direito norte-americano federal (que contempla as atividades *offshore*) e o direito do Estado do Texas (atividades de E&P *onshore*).

O destaque para os ordenamentos inglês e americano deram-se em razão de se tratarem de legislações mais avançadas nas atividades petrolíferas, bem como pelo fato de ser a lei inglesa a única identificada em que, similarmente à lei brasileira, a definição de campo de petróleo e gás natural possui impacto econômico ao taxar os lucros decorrentes da produção de petróleo e gás natural de um dado campo.

Anexamos, ainda, a Carta E&P 119/2018, com seus anexos, que encaminha a proposta do IBP com comentários e sugestões de melhoria à minuta de resolução da ANP que revisa a Resolução nº 17/2015, que aprova o Regulamento Técnico dos Planos de Desenvolvimento e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação desses Planos. (**ANEXO III**).

I - HISTÓRICO E CONTEXTUALIZAÇÃO: DA RODADA ZERO À RESOLUÇÃO ANP 17/2015, CONTROVÉRSIAS E PÊNDULO DA REGULAÇÃO.

Após o advento da Lei nº 9.478/97, o modelo de delimitação de Campos de Petróleo e Gás Natural (ou simplesmente "Campo" para fins deste instrumento) era regulado pelos termos dos contratos de concessão. A regulamentação a respeito do tema, ainda que incipiente, sobreveio com a publicação da Portaria ANP nº 90, de 31/05/2000, através da qual foi aprovado o Regulamento Técnico dos Planos de Desenvolvimento, o qual tinha por escopo definir o conteúdo e os procedimentos aplicáveis para a elaboração dos Planos de Desenvolvimento dos Campos de Petróleo e Gás Natural ("PD").

Esse modelo – Contrato de Concessão/Portaria ANP 90/2000 – perdurou por longa data até a edição da Resolução ANP nº 17/2015.

Sem prejuízo da necessidade de uma revisão periódica dessa regulação no sentido de adequá-la à evolução natural das práticas da indústria, o modelo Contrato/Portaria sempre foi visto pela indústria como um instrumento regulatório eficiente e adequado; cabendo

destacar, como exemplos, a racionalidade e eficiência de suas regras e procedimentos, bem como a previsão de observância e conformidade à legislação em vigor e às melhores práticas da indústria do petróleo.

Entretanto, a partir de 2010, a ANP passou a entender que poderia delimitar a área de um Campo, a despeito de toda regulamentação antes definida e procedimentos antes adotados pela própria Agência, mesmo sem amparo técnico, travando uma relação direta com aspectos de natureza arrecadatória, o que gerou expressivas controvérsias com os agentes regulados.

Em meados de 2014, quando já havia casos concretos sobre agrupamento de reservatórios em discussão, a Agência deu início a um processo de Consulta e Audiência Pública nº 13/2014, com objetivo de obter subsídios para a minuta de Resolução que revisaria a Portaria ANP nº 90/2000, bem como a Resolução ANP nº 46/2009.

A minuta de resolução de que tratava a Consulta e Audiência Pública nº 13/2014 foi recebida com preocupação pela indústria pois, ainda que com o intuito de aperfeiçoar as definições vigentes, alterava a modelagem anterior, introduzindo incertezas no que diz respeito à área de um Campo, elemento fundamental na equação econômica do concessionário na definição de projetos de produção.

Em março de 2015, sobreveio a publicação da Resolução ANP nº 17/2015, mantendo praticamente inalterados, face as contribuições apresentadas, os dispositivos que geravam significativos impactos negativos para o setor de E&P, dada as incertezas dos resultados econômicos dos projetos de desenvolvimento da produção.

Dentre estes dispositivos, chama a atenção o item (art. 7º, §1º) que definiu os critérios que legitimariam formalmente o agrupamento de reservatórios, incluindo, além do geológico, critérios contratuais, operacionais e econômicos e fiscais, o que contraria, em nossa interpretação, a definição legal de Campo¹. Ainda mais preocupante à

¹ Na Consulta e Audiência Pública ANP 13/2014, a redação original da Minuta de Resolução trazia uma definição de Campo, *in verbis*:
Art.1º, alínea "g": Campo de Petróleo ou de Gás Natural - área produtora de petróleo ou gás natural delimitada por um Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. São critérios para agrupamento dos reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais, econômicos e

Indústria foi o §2º do art. 7º que impõe a não aprovação de Área de Campo que implique na redução do pagamento das Participações Governamentais, verificando-se assim um desejo do Regulador, através da adoção de outros critérios que não os geológicos para a delimitação de campo, de incrementar indevidamente a arrecadação de receitas advindas da produção petrolífera nacional.

Posteriormente à realização da não exitosa 13ª Rodada, ao longo dos anos de 2015 e 2016, o IBP vinha sinalizando aos agentes governamentais (inclusive a ANP) a necessidade de se promover ajustes no arcabouço jurídico-regulatório do setor de petróleo e gás com vistas a permitir a retomada dos investimentos. Em consequência, uma das mais importantes ações adotadas foi a iniciativa da ANP de promover, em janeiro de 2017, a Consulta Pública nº 01/2017, para a revisão da Resolução ANP 17/2015.

Nessa revisão, é recomendada, dentre outras, por orientação da Procuradoria Federal junto à ANP (Memorando nº 009/2016/PRG), a exclusão do acima mencionado §2º do art. 7º, que inovou com a regulamentação de uma preocupação arrecadatória. No referido Memorando, a PRG justifica que sua recomendação visa afastar interpretação no sentido de que a ANP, ao aprovar ou não a proposta de delimitação do Campo apresentada pelo particular, tenha como foco o montante de participação governamental esperado, optando pela delimitação que garanta o maior ganho aos entes beneficiários, o que conflitaria com sua atribuição legal de agente regulador independente.

O IBP solicitou a postergação do prazo da referida Consulta, em razão da necessidade de se promover uma discussão ampla da regulação do PD. Sensível a tal pleito, a Diretoria da ANP decidiu pela

fiscais, delimitação sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento.

Após os questionamentos do IBP com relação à impropriedade da Resolução alterar a definição legal de Campo (Art. 6º, XIV da Lei 9.478/97), a definição de Campo da Minuta de Resolução (art. 1º, alínea "g") foi suprimida. Porém, a versão final da Resolução **manteve a adoção de novos critérios não previstos na definição legal,** o que ficou consignado no §1º do artigo 6º, da Resolução ANP 17/2015, transcrito a seguir:

Art. 6º, §1º Resolução ANP 17/2015:

São critérios para agrupamento dos reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais, econômicos e fiscais, delimitação sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento. (grifamos)

suspensão da Consulta Pública, o que possibilitou aos representantes técnicos do IBP e da ANP debaterem este tema central dos investimentos no País com a devida atenção.

Em reunião entre os representantes do IBP e da Superintendência de Desenvolvimento e Produção ("SDP"), em maio de 2017, foi assentado que as discussões seriam conduzidas com base em três grandes grupos: (1) conceito de Campo/agrupamento de reservatórios; (2) participação da ANP no processo de elaboração do PD; e (3) revisão do conteúdo técnico do PD.

Ficou ainda definido que ao final da revisão de todos os debates, o IBP encaminharia à ANP comentários e sugestões de melhoria e otimização sobre a minuta da resolução, refletindo o posicionamento da indústria.

Para tanto, foi criado um grupo de trabalho multidisciplinar no IBP, composto por representantes de suas Associadas, que, após aprofundamento de estudo sobre o tema, e reuniões realizadas no IBP para alinhamento entre tais representantes, em outubro de 2018, o Grupo formalizou sua proposta ao item (1) acima referido por meio da Carta E&P 119/2018 (**ANEXO III**).

Ato contínuo, foi publicada pela ANP a TPC nº 9/2018, com vistas a aprimorar a discussão e o entendimento sobre os critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo, para embasar uma revisão da Resolução ANP nº 17/2015, em nossa visão, na busca de um modelo que possa buscar conformação nos espaços do conceito de Campo trazido pela Lei 9.478/97.

Conforme orientação obtida em contatos verbais com essa SDP, não limitamos nossas contribuições a elementos regulatórios e legais nacionais, mas enriquecemos nossa contribuição com base em avaliações realizadas à luz do ordenamento de outras jurisdições, especialmente àquelas que tenham maior aproximação com o modelo brasileiro que confere efeitos "tributários" ao Campo, já que esse instituto é a base de cálculo da participação especial.

Nesse estudo comparado, constatamos que a legislação que mais se aproxima da brasileira é a do Reino Unido, na qual a delimitação de um campo é essencial para taxar receita decorrente da produção de petróleo e gás natural de um dado campo, com a diferença que esta não possui incentivo "velado" para aumento dos contornos de um

campo, pois o tributo lá incidente é fixo, e não progressivo como a participação especial, prevista na Lei nº 9.478/97. Em razão de tal consequência econômica, a legislação inglesa é mais precisa que a americana (tanto *US Federal Offshore* quanto *Texas Law*) no que toca a definição de um campo petrolífero, mas em ambos casos o critério para delimitação de um campo é sempre o geológico.

Tanto na jurisdição inglesa quanto na norte-americana, a delimitação de um campo pauta-se exclusivamente no critério técnico. Tal entendimento, ademais de manifestado pelo Poder Legislativo local (Parlamento Britânico, no caso do Reino Unido), foi sedimentado em precedentes administrativos dos respectivos órgãos reguladores do setor de petróleo e gás natural (leia-se, *UK Oil and Gas Authority* e *Minerals Management Service/Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement*), como detalhado no memorando anexado à presente.

II – RESUMO DAS CONTRIBUIÇÕES DE ACORDO COM OS ITENS DESSA TPC.

Como já enfatizado por este IBP em outras oportunidades, a hipótese de unificação de jazidas de petróleo, com **viés unicamente arrecadatório**, somente incrementa as incertezas para as atividades de E&P, destrói valor dos ativos (em licitação ou já delegados a entes privados), impactando negativamente no ambiente e nas condições de atratividade econômica necessárias para a manutenção e geração dos investimentos no setor com a fundamental segurança jurídica.

Tal viés arrecadatório subverte aquele que deveria ser o critério subjacente à delimitação de Campo, que é o critério geológico, base de todos os investimentos nas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos.

Por tudo isso, o IBP frisa que a regulação precisa avançar a fim de garantir aos contratados/concessionários a segurança jurídica necessária para o desenvolvimento de suas atividades no País, eliminando sombras de incertezas e dúvidas, por meio da definição de critérios objetivos que devem direcionar os agentes regulados e órgão regulador quando da delimitação de um Campo.

Nesse respeito, o IBP se dedicou à elaboração de uma proposta de conformação regulatória quanto ao conceito de Campo, que segue detalhada no formulário anexo, a qual tem por fim incorporar à regulação o alcance e os limites da definição legal de Campo.

A proposta do IBP, além de estar alinhada com os ditames da própria Lei 9.478/97, prepondera, por razões tecnicamente óbvias, o aspecto geológico, alicerce fundamental da definição legal de reservatório², cuja expressão é usada para o entendimento e alcance dos conceitos de Jazida e de Campo.

Por decorrência do alcance técnico do termo reservatório, na medida em que a conformação legal de um Campo se baseia na geologia do reservatório, com a mesma razão devem assim se pautar os atos regulatórios da Agência que visem traduzir tecnicamente o Campo.

Por isso, a proposta encaminhada por este IBP está fundamentada no viés técnico geológico, conforme as melhores práticas, especialmente quando o Campo é base de cálculo de uma exação (a participação especial) de difícil reprodução ou encontro em regulamentações estrangeiras.

Aliás, nas raras jurisdições em que a delimitação do Campo tem impacto na incidência de tributos ou participações governamentais sobre a receita associada à produção de hidrocarbonetos na Área do Campo, como é o caso do Reino Unido, tendem tais jurisdições a definir de forma muito técnica e criteriosa, com base no critério geológico, modelo de definição dos campos, como é possível verificar no memorando anexo (**ANEXO II**), e conforme acima pontuado.

II.1 – Agrupamento de Reservatórios

² Lei nº 9.478/97, art.6º, inc. X: *Reservatório ou Depósito: Configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadoras de petróleo ou gás, associados ou não.*

A definição de Agrupamento de Reservatórios trazida pela Nota Técnica nº 238/2016/SDP³, no âmbito da Consulta Pública nº 01/2017, instaurada para a revisão da Resolução ANP 17/2015, hoje suspensa, como acima relatado, é demasiada ampla e colide com a prerrogativa conferida ao particular de declarar a comercialidade de mais de um reservatório descoberto por contrato.

Nesse sentido, a visão do IBP que se alinha com a definição legal de Campo é a de que um Agrupamento de Reservatórios só deve ocorrer caso se comprove, que se trata de:

- (1) um Reservatório Contínuo, ou
- (2) um ou mais Reservatórios, a Profundidades Variáveis. Neste caso, somente se sobrepostos.

A definição de Reservatório Contínuo será abordada no item II.2 abaixo.

Entende-se por Reservatórios a Profundidades Variáveis, a hipótese de jazidas declaradas comerciais, em profundidades variáveis, desde que entre si sobrepostas e não comunicadas hidraulicamente pela fase óleo ou pela fase gás, oriundas de um mesmo contrato.

Tal entendimento decorre de uma leitura sistemática do art. 6º, inc. XIV, com o inciso XIII desse mesmo dispositivo, que orienta a delimitação da Área do Campo com base no "*prisma vertical de profundidades variáveis*".

À luz desses insumos, o vocábulo "reservatório" incluído no conceito legal de campo (inc. XIV), deve ser lido de modo restritivo, em consonância com a interpretação baseada em critério de razoabilidade e dos próprios precedentes adotados pela ANP e sempre de acordo com as melhores práticas e procedimentos adotados na indústria do petróleo, já que uma interpretação ampla poderia gerar resultados que inviabilizem o próprio desenvolvimento dos campos

Importante destacar, ainda, que a possibilidade de Agrupamento de Reservatórios para a definição da Área do Campo deve estar restrita

³ *Agrupamento de Reservatórios – é a consideração em conjunto de um grupo de reservatórios regidos por um mesmo Contrato para fins de desenvolvimento da produção e conseqüentemente para definição dos limites de um Campo único.*

aos casos oriundos de um mesmo contrato de E&P, conforme entendimento que já tem sido seguido por essa Agência.

Frise-se que, conforme relatado no memorando em anexo (**ANEXO II**), esta modelagem com viés técnico é também adotada em outras jurisdições, em especial, na regulamentação do Reino Unido e na legislação norte-americana⁴, que se pautam exclusivamente no critério geológico para definir e delimitar os contornos de um Campo.

Esse efeito é deveras importante para a TPC que ora se avalia, já que uma avaliação razoável e racional deve tomar em conta modelos que tenham alguma semelhança.

Compulsando modelos de outras jurisdições, a despeito de existirem modelagens diversas, em nenhuma foi identificado o referido efeito tributário, como há no Reino Unido (e no Brasil).

No Reino Unido, jurisdição de madura regulamentação do setor de E&P, nota-se, segundo o memorandum do *expert*, as autoridades, de longa data (desde 1975), já adotaram a interpretação de que **reservatório tem sentido exclusivamente geológico**, portanto, outros critérios não são adotados para a delimitação de um Campo, apesar da existência de repercussão arrecadatória naquele sistema.

Dada a relevância da conclusão, importante transcrever *ipsis litteris* a redação do expert (pg. 3, par 2º, do memorando):

*Debates held in the British Parliament during the passage of the Oil Taxation Bill in early 1975 made it **clear that the boundary of a Field should be determined only on the basis of "geological criteria alone" and that a Field should be "a single geological petroleum structure"**.*

This parliamentary concept was incorporated by the OGA, which determined that a hydrocarbon accumulation has to be physically separated from any other accumulations that might be present to be determined as a Field. (grifamos)

⁴ Vide, nesse sentido, trecho do memorando do expert sobre o US Federal Law (pg. 5, par. 1º: *The common aspect under the U.S. federal laws is the use of the geologic criterion as the dispositive element in the definition of a Field. This feature was recognized by the MMS, which expressly stated: "[o]ur definition of field is based on geology"*.

Similarmente ocorre no modelo norte-americano. Apesar de existirem várias definições para Campo no *US Federal Law* – porquanto, como acima destacamos, não há igual impacto econômico que decorra estritamente da delimitação de um campo, mas da licença em si – elas são substancialmente uniformes, e com fulcro em elemento técnico, como exemplifica o memorando:

Field. An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on or related to the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impervious, strata, or laterally by local geologic barriers, or by both. Reservoirs that are associated by being in overlapping or adjacent fields may be treated as a single or common operational field. The geological terms structural feature and stratigraphic condition are intended to identify localized geological features as opposed to the broader terms of basins, trends, provinces, plays, areas-of-interest, etc.⁵

Portanto, a proposta ora apresentada pelo IBP no que toca ao agrupamento de reservatório é igualmente condizente ao conceito de campo acima transcrito, que trata da possibilidade de associação de reservatórios desconectados quando sobrepostos.

Nesse mesmo sentido é o entendimento adotado pelo órgão regulador (BOEM) com competência exclusiva para regulamentar as atividades de exploração de petróleo e gás natural na plataforma marítima do Golfo de México, que, dentre os critérios técnicos formulados para o processo de delimitação de um campo, destaca que: “*reservoirs that overlap areally are always combined into a single field regardless of the fact they may be on two separate structures or stratigraphic conditions (fields are never separated vertically)*”.

II.2 – Reservatório Contínuo

Entende-se como Reservatório Contínuo uma jazida comunicada hidráulicamente pela fase óleo ou pela fase gás, dotada de características geológicas semelhantes.

⁵ See 17 C.F.R. § 210.4-10.

O extrato acima relatado (item II.1) da jurisdição inglesa contribui, igualmente, para essa conclusão.

Nesse mesmo sentido se manifesta a jurisdição do Texas, conforme demonstrado na seguinte passagem do memorando (**ANEXO II**):

*With respect to the definition of Field under Texas law, the Texas Natural Resources Code sets forth that "[p]ool", "common pool", "field" or "common source of supply" means a common reservoir⁶ and that "[p]ool" **means an underground reservoir containing a connected accumulation of crude petroleum oil, or natural gas, or both.**⁷*

Adicionalmente, são listados no referido memorando os principais pontos de verificação para a determinação da separação de campos, dentre os quais citamos a existência de baixos estruturais como mecanismos de trapeamento (que separam hidraulicamente a zona de hidrocarbonetos de outras acumulações), além de a extensão do campo ser delimitada pela maior área contendo hidrocarbonetos móveis (*pay*).

II.3 – Instalações e equipamentos destinados à produção

O IBP entende que o compartilhamento de instalações e equipamentos não deve ser considerado um critério para a delimitação de um Campo.

Isto porque, a nosso ver não existe qualquer dispositivo legal que legitime a unificação de Campos que compartilham de uma mesma instalação de produção, decorram eles de um mesmo contrato de exploração ou não.

No entendimento do IBP, a interpretação correta e mais razoável do referido inciso XIV do art. 6º da Lei do Petróleo, atesta que, isoladamente, abranger instalações e equipamentos destinados à produção não seria suficiente para legitimar a unificação de campos. Veja bem, a própria legislação aqui examinada determina que o

⁶ Ref. "Tex. Nat. Res. Code § 85.001(2)".

⁷ Ref. "Tex. Nat. Res. Code § 85.001(3)".

conceito "Campo de Petróleo ou Gás Natural" de uma determinada área produtora surja "(...) a partir de um reservatório contínuo **ou** de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos (...)" (**grifos nossos**).

Ou seja, parece bastante razoável afirmar que o legislador escolheu criar duas condições técnicas para a delimitação de campos, sendo eles a identificação de áreas de produção compostas por: (i) reservatórios contínuos, **ou** (ii) mais de um reservatório, a profundidades variáveis.

Caso a intenção original fosse legitimar o compartilhamento de instalações e equipamentos como critério isolado para delimitação de campos, o legislador teria se valido de mais um "**OU**" (dando ênfase em nova alternativa) após a expressão "a profundidade variáveis" no mesmo inciso XIV. Nesse sentido, fica ainda mais evidente que o compartilhamento de instalações e equipamentos deve ser interpretado cumulativamente aos dois critérios, "a partir de um reservatório contínuo" e "mais de um reservatório, a profundidades variáveis".

Em adição, ressaltamos que somente após a declaração de comercialidade, que haverá uma definição dos equipamentos e instalações destinados ao desenvolvimento e produção do Campo. Desse modo, não faria sentido legitimar o compartilhamento de instalações e equipamentos, que ocorre apenas em momento posterior ao da delimitação do Campo em si, como critério isolado para unificação de campos.

A interpretação dispensada pela ANP ao art. 6º, XIV, da Lei 9.478/97 em precedentes da Indústria envolvendo a unificação de Campos nos parece alterar o sentido do verbo "abranger", além de contrariar as boas práticas da indústria e ir de encontro à precedentes internacionais.

Insta atentar, inclusive, para o fato de a regulação da ANP admitir o compartilhamento de infraestrutura entre Campos distintos. A título de ilustração:

- a Resolução ANP 28/2006 que, em seu art. 2º, alínea "c", admite o compartilhamento de infraestrutura entre dois Campos distintos e define "instalação compartilhada" como "*uma instalação de produção que faz parte do Sistema de Produção de*

dois ou mais Campos de Produção de petróleo ou gás natural, ou que assumirá esta situação por estar considerada em Plano(s) de Desenvolvimento submetido(s) à ANP”;

- A revogada Portaria ANP 90/2000, antes mencionada, trazia, em seus itens 2.2, 12.5 e 14.1, orientações para a elaboração do PD no caso de o Campo a ser desenvolvido compartilhar instalações de produção com outros Campos;
- A Portaria ANP 100/2000, em seus itens 6.4, 6.4.2, 8.2 e 8.3, também traz orientações sobre o cálculo de volume de gás natural e de petróleo quando há compartilhamento de instalações entre Campos distintos;
- O Regulamento Técnico do Programa Anual de Trabalho e Orçamento, aprovado pela Portaria ANP 123/2000, em seu item 2.4, também contempla o compartilhamento de instalações entre Campos distintos.

Toda essa construção que está espalhada em regulamentações e contratos produzidos por essa Agência tinha por trás um racional econômico e ambiental do compartilhamento de infraestruturas, que traz ganhos para o concessionário/contratado e para o País, sem que isso prejudique a utilização do critério geológico na delimitação dos Campos.

Do contrário, o compartilhamento de infraestrutura prosperando como critério para delimitação de um Campo implicaria na necessidade de uma infraestrutura de produção própria e exclusiva para cada Campo, o que potencialmente significaria reduções consideráveis nos resultados econômicos dos projetos, inviabilizando-os ou onerando-os sobremaneira, além de resultar também no aumento das despesas dedutíveis da participação especial, um desvalor aos interesses da sociedade, somente gerando valor para o fretador de unidades de exploração e produção de petróleo - UEPs.

Traz-se, ainda, ao conhecimento da ANP o disposto na regulação estrangeira sobre compartilhamento de infraestrutura, como forma de contribuição ao estudo do tema.

Em pesquisa à legislação petrolífera de 23 países produtores⁸ não se identificou o compartilhamento de infraestrutura como critério para a identificação do Campo.

Note-se que nesses regramentos, ao contrário, o compartilhamento de equipamentos e instalações entre diferentes Campos é visto como uma boa prática, por proporcionar uma gestão mais eficiente e econômica dos recursos existentes e maximizar a produção. A título de ilustração, seguem elencados alguns dispositivos analisados:

Angola: Lei nº 10, de 12 de novembro de 2004 (Lei do Petróleo), art. 68º: O Ministério pode autorizar o uso de instalações e outros meios de uma outra concessão, se tal utilização contribuir para uma gestão mais eficiente e econômica dos recursos existentes e desde que não implique a redução dos níveis de produção, nem perturbe o bom andamento das operações petrolíferas da concessão a que os referidos meios estão afetos.

Guiné Equatorial: art. 50 da Lei do Petróleo: dispõe que o Ministério pode autorizar o compartilhamento de instalações de outra Área Contratada com base no critério da eficiência e economicidade do desenvolvimento de hidrocarbonetos identificados, desde que isso não implique em redução da produção.

Noruega: Act nº 72, 29 November 1996, Section 4-8: prevê o compartilhamento de instalações por distintos licenciados, com base no critério da operação eficiente ou em benefício da sociedade.

US Federal Law: poços de uma mesma plataforma podem ser utilizados em dois campos separados⁹.

Destaque-se, inclusive, que no âmbito do Reino Unido, que enfatiza o resultado tributário advindo da delimitação de um Campo, similarmente à legislação brasileira, restringe ao aspecto geológico, como pontuamos acima, e estimula o produtor a considerar, no planejamento da produção, a possibilidade de uso de uma infraestrutura já existente na região, de forma compartilhada, com

⁸ As legislações dos seguintes países foram avaliadas: Angola, Argélia, Camarões, Gana, Guiné-Bissau, Guiné-Equatorial, São Tomé e Príncipe, Argentina, Bolívia, Canadá, Colômbia, Equador, México, Peru, Venezuela, Dinamarca, Inglaterra, Noruega, Austrália, China, Indonésia, Malásia e Nova Zelândia.

⁹ Field Naming Handbook, March 1996, available at <https://www.boem.gov/BOEM-Newsroom/Offshore-Stats-and-Facts/Gulf-of-Mexico-Region/Field-Naming-Handbook---March-1996.aspx>

vistas a reduzir custos ou a aumentar a recuperação do petróleo da região. Confira-se, nesse sentido, trecho da *MER UK Strategy*¹⁰ que traz, dentre outras, a seguinte orientação:

13. Relevant persons must plan, commission and construct infrastructure in a way that meets the optimum configuration for maximizing the value of economically recoverable petroleum that can be recovered from the region in which the infrastructure is to be located.

14. In considering the configuration required by paragraph 13, relevant persons must give due consideration to:

a. whether or not any infrastructure proposed to be constructed under such a plan or commission could be of benefit to others, who are recovering petroleum from that region or who may begin to do so, by increasing the recovery of economically recoverable petroleum from that region; and

b. whether or not any infrastructure already in existence could be used in such a way as to reduce costs or otherwise increase the recovery of economically recoverable petroleum from the region.

This includes consideration as to whether any such infrastructure (whether proposed to be constructed or already in existence) could be so used if reasonable adjustments were to be made to it.

Tal entendimento é igualmente respaldado no memorando do *expert* em lei inglesa, como pode ser visto na seguinte conclusão:

Geology is therefore the dispositive criterion for Field determination purposes adopted by UK law. Despite the direct tax impacts that the Field determination process had in connection with the assessment of PRT, financial and economic aspects or technical makeup or engineering design of the exploration and production activities, including use of common or shared infrastructure are not taken into consideration in the determination of Fields by the OGA. A similar approach was also adopted under U.S. Federal and Texas law, as further described below.

Além do contexto regulatório, não encontramos qualquer referência na literatura técnica internacional que inclua o compartilhamento de infraestrutura de produção dentre os critérios de delimitação de um Campo de petróleo.

Inúmeros artigos acadêmicos especializados, publicados sobre o futuro da indústria de E&P, apontam como cenário mais provável para o desenvolvimento de ativos offshore o de uma instalação baseada em um Campo "âncora", à qual se interligam inúmeros Campos satélites à medida que o Campo âncora apresente declínio da produção e exista capacidade ociosa¹¹.

Tal cenário já é observado na produção de províncias petrolíferas offshore maduras tais quais o Mar do Norte e o Golfo do México, onde é observado um número significativo de instalações através das quais novas descobertas podem produzir pequenos volumes de óleo e gás de forma economicamente viável e cujo desenvolvimento em projetos exclusivos seria de baixa economicidade (ex. Nakika, Independente Hub).

Portanto este IBP considera legítimo que a ANP traga um novo foco para a interpretação que tem dado a parte final do conceito de Campo ("... abrangendo equipamentos e instalações...") de forma a permitir que esse não seja um critério contraproducente ao desenvolvimento de novos projetos de desenvolvimento da produção de petróleo no país.

III – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em razão do todo acima exposto, o IBP encaminha a presente correspondência com suas contribuições sobre critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural, registrando que esta TPC representa um importante avanço no arcabouço jurídico-regulatório do setor de E&P em termos que criam confiança e segurança jurídica nos investidores, ao assentarem em fundamentos técnicos, e que encontram acolhimento nas legislações mais avançadas a nível internacional.

¹¹ Nesse sentido: Crompton, J. & Gilman. **L. The Future of Integrated Operations.** SPE Intelligent Energy Conference, 2010.

Agradecemos antecipadamente pela atenção dispensada e colocamo-nos à disposição de V.Sas. para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários sobre o material ora apresentado.

Renovamos nossos votos da mais elevada estima e consideração.

Respeitosamente,



Bruno Fontenelle

Gerência Jurídico-Tributária de E&P