

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

NOTA TÉCNICA Nº 107/2020/SDP/ANP-RJ

Assunto: Tomada Pública de Contribuições nº 09/2018 (TPC 09/2018) - delimitação de campo - avaliação das contribuições recebidas.**1. OBJETIVO**

1. Apresentar análise sobre o resultado da Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 09/2018 acerca de critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural.

2. INTRODUÇÃO

2. A TPC é um instrumento derivado dos tradicionais mecanismos de consulta e de audiência pública, e tem os objetivos de tornar público determinado assunto e colher sugestões dos agentes econômicos, da sociedade e dos demais entes públicos sobre temas de grande relevância, em respeito ao princípio da transparência.

3. Considerando, entre outras coisas, as definições legais e regulamentares, e as recentes controvérsias existentes em relação aos critérios aplicados na delimitação de área de campo de petróleo ou gás natural, incluindo-se aqueles relativos ao agrupamento de reservatórios, a Diretoria Colegiada da ANP, por meio da Resolução de Diretoria (RD) nº 737, de 28/11/2018, resolveu:

Aprovar a Tomada Pública de Contribuições, por um período mínimo de 60 (sessenta) dias, referente à coleta de 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; incluindo-se: (i) agrupamento de reservatórios; (ii) definição de reservatório contínuo; e (iii) instalações e equipamentos a serem considerados.

4. Com isso, foi aberta a TPC nº 09/2018, conforme objetivo determinado pela RD nº 737/2018, solicitando ainda que fossem enviados dados, informações e evidências que justificassem e suportassem as contribuições apresentadas para a definição dos critérios a serem aplicados na delimitação de área de campo de petróleo ou gás natural.

5. Entre os dias 06/12/2018 e 04/02/2019, os interessados tiveram a oportunidade de participar da referida TPC, por meio de formulário disponível no endereço www.anp.gov.br. As contribuições foram encaminhadas para o e-mail tpc_sdp@anp.gov.br.

6. Todas as contribuições recebidas e relacionadas ao objeto e aos objetivos da TPC foram consideradas válidas e submetidas à avaliação interna da Agência, e estão disponíveis no portal da ANP (www.anp.gov.br) para apreciação.

3. DISPOSITIVOS LEGAIS E REGULAMENTARES ATUAIS

7. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto 1997, define **Campo de Petróleo ou de Gás Natural** como a "área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção".

8. Os Contratos de Concessão de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural dispõem de forma geral sobre a área a ser retida para desenvolvimento e produção. Como exemplo não exaustivo, menciona-se o modelo da Décima-Quinta Rodada de Licitações.

9. Nele, a "Área do Campo" é definida como a "área circunscrita pelo polígono que define o Campo, por ocasião da aprovação do Plano de Desenvolvimento".

10. Além disso, este modelo de contrato estabelece que, *“uma vez concluída a Avaliação de Descoberta, o Concessionário deverá submeter à ANP um Relatório Final de Avaliação de Descoberta, o qual deverá indicar e justificar eventual proposta de retenção da Área de Desenvolvimento da Descoberta Comercial”*.

11. Existe ainda um item, dentro da Cláusula que aborda o Plano de Desenvolvimento, que trata da Área de Desenvolvimento, da seguinte forma:

10.4. A Área de Desenvolvimento deverá abranger todas as Jazidas a serem produzidas.

10.4.1. A Área de Desenvolvimento deverá ser delimitada com base nos dados e informações obtidos durante a Fase de Exploração e da Avaliação de Descoberta, de acordo com a Legislação Aplicável e com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

10.4.2. Durante a Etapa de Desenvolvimento, o Concessionário poderá solicitar à ANP a modificação da Área de Desenvolvimento a fim de nela incorporar outras parcelas da Área de Concessão, desde que, cumulativamente:

a) seja constatado que uma ou mais Jazidas extrapolem a Área de Desenvolvimento; e

b) as parcelas que se pretende incorporar não tenham sido devolvidas pelo Concessionário em cumprimento às disposições do Contrato.

10.5. A Área de Desenvolvimento a ser retida será aquela constante do Relatório Final de Avaliação de Descoberta aprovado pela ANP.

10.5.1. Caso a Área de Desenvolvimento seja diferente daquela constante do Relatório Final de Avaliação de Descoberta, o Concessionário deverá adequá-la nos termos do parágrafo 10.7.

10.6. O Concessionário reterá da Área de Desenvolvimento apenas a Área do Campo aprovada pela ANP no âmbito do Plano de Desenvolvimento.

10.6.1. O Concessionário deverá devolver imediatamente à ANP as parcelas restantes, observado o disposto nos parágrafos 3.4 e 3.5 e na Legislação Aplicável.

12. Portanto, o contrato não estabelece critérios específicos para delimitação da área de desenvolvimento (que se tornará, quando da aprovação do PD, a área do campo), remetendo-se ao Relatório Final de Avaliação de Descobertas (RFAD) e ao Plano de Desenvolvimento (PD), documentos regidos por regulamentação específica, no caso, respectivamente, a Resolução ANP n° 30/2014 e a Resolução ANP n° 17/2015. A área é originalmente proposta quando da submissão do RFAD, sendo aprovada de forma definitiva quando da aprovação do PD.

13. A Resolução ANP n° 30/2014 trata deste tema quando aborda a Declaração de Comercialidade (DC) e o RFAD, em seu Regulamento Técnico, determinando que a DC deve conter os limites propostos para a área declarada comercial, que passa, a partir da aprovação do RFAD, a se constituir na área de desenvolvimento. Esta resolução estabelece ainda que a área deve ser definida *“em função dos limites das jazidas efetivamente avaliadas, segundo os critérios estabelecidos neste Regulamento e observando as disposições do Contrato”*. Determina que *“o RFAD deverá conter os elementos que permitam a avaliação de adequação técnica da Área de Desenvolvimento proposta”*, e posteriormente define o que seriam consideradas jazidas efetivamente avaliadas:

a) porções do(s) reservatório(s) perfurado(s), cujos fluidos presentes sejam conhecidos a partir dos dados de rocha, perfis ou testes, e cujo potencial para produção comercial tenha sido constatado;

b) porções do(s) reservatório(s) não perfurado(s) que sejam lateralmente contíguas àquelas enquadradas na situação anterior, e porções entre poços, desde que possam ser consideradas comercialmente produtoras com elevado grau de certeza com base nos dados geológicos, geofísicos e de teste, e a critério da ANP, compreendendo "amarração" ao dado sísmico a partir de sismogramas sintéticos, VSP, check-shot ou outros métodos, ou dados de impedância, coerência, AVO ou outros dados levantados.

c) áreas de pequeno porte (“upsides”) que, a depender dos seus volumes estimados e das condições geológicas constatadas, poderão, a critério da ANP, ser incorporadas às áreas declaradas comerciais que comporão o campo;

d) áreas com limites distintos do que estipula o Contrato poderão ser aprovadas, a critério da ANP, desde que destinadas à injeção de água no campo.

14. Por fim, a Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015, que tem por objetivo aprovar os Regulamentos Técnicos do Plano de Desenvolvimento de campos, define Área do Campo como “a área circunscrita pelo polígono que define o Campo, por ocasião da aprovação do Plano de Desenvolvimento”, reproduzindo definição do contrato. Ademais, no §1º do seu artigo 6º, determina que: “São critérios para agrupamento dos Reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos, delimitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento”.

15. Por solicitação da Procuradoria Federal Geral na ANP e sugestão de diversas empresas detentoras de contratos de E&P na Fase de Produção e de suas entidades representativas, a revisão da Resolução ANP nº 17/2015 passou a integrar a Agenda Regulatória da ANP a partir de 2016, visando ao aprimoramento de alguns itens, a fim de eliminar possíveis dúvidas interpretações e fazer pequenos ajustes no texto, inclusive no parágrafo 1º do artigo 6º, acima mencionado.

16. Diferentes interpretações decorrentes dos critérios estabelecidos na legislação motivaram processos de arbitragem, atualmente em andamento.

17. Como exemplo, podem se mencionar controvérsias existentes na delimitação dos campos de Tupi (anterior campo de Lula), Baúna e Tartaruga Verde. Nas três situações, ao fim da avaliação de descoberta, o operador declarou a comercialidade propondo a divisão da área de um mesmo Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) em duas, criando, para cada uma delas, dois campos distintos, ao que a ANP, na análise do PD, se opôs, determinando, em cada caso, a junção das áreas declaradas comerciais em um único campo. Menciona-se ainda o caso do Parque das Baleias, que resultou em acordo entre Petrobras e ANP cuja principal controvérsia consistia da definição dos limites dos campos integrantes.

18. Foram abertas então Consulta e Audiência Públicas nº 01/2017, a fim de editar uma revisão da Resolução ANP nº 17/2015. No entanto, tal procedimento foi cancelado em 20/02/2017, a partir da aceitação dos argumentos contidos em requerimento do IBP.

19. A revisão da Resolução ANP nº 17/2015 faz parte da Agenda Regulatória 2020-2021, incluindo não apenas a questão da delimitação de campo mas todos os aspectos regulatórios envolvidos no desenvolvimento do campo.

4. CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

20. No total, 4 entidades enviaram contribuições na TPC, incluindo sugestões de definições, sugestões de dispositivos a serem incorporados em instrumentos regulatórios, e justificativas técnicas para as sugestões encaminhadas. As contribuições completas encontram-se anexadas ao Processo 48610.012670/2018-54, que trata da TPC nº 09/2018, além de estarem publicadas na página da ANP na internet.

21. As 4 entidades participantes são: o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), 2 operadores (Petrobras e Eneva), e 1 empresa de consultoria (DeGolyer and MacNaughton – D&M).

22. O IBP, em resumo, propõe novas definições para “Área do Campo”, “Reservatórios a Profundidades Variáveis”, “Reservatório Contínuo” e “Unificação”. Propõe ainda que a definição da área do campo ocorra em até 30 dias após a Declaração de Comercialidade, antes ainda da entrega do PD à ANP. Segundo a proposta, a área poderia ser redefinida posteriormente caso se constate que os limites do reservatório, englobando a área em comunicação hidráulica, são diferentes daqueles originalmente interpretados e que levaram à delimitação original do(s) campo(s) envolvido(s).

23. As propostas do IBP para delimitação de campo, incluindo as definições, concentram-se no conceito de que cada reservatório produtor deve constituir um campo de petróleo, exceto nos casos onde haja sobreposição de reservatórios, situação na qual o campo englobaria todos eles. As propostas também se baseiam na exclusão de qualquer consideração sobre as instalações de produção na delimitação do campo, restringindo-se, então, aos aspectos de subsuperfície. Em anexo às contribuições, há uma carta com as justificativas para as propostas apresentadas, um memorando da Morgan, Lewis & Bockius LLP com um levantamento sobre tratamento dado ao tema em outros países, e uma proposta completa de revisão da Resolução ANP nº 17/2015.

24. As propostas da Petrobras foram bastante similares às do IBP, excetuando-se os dispositivos sobre o prazo para definição da área do campo antes da aprovação do PD, que ela não incluiu. Foi enviada também uma Nota Técnica justificando a proposta, baseando-se em exemplos internacionais e em possíveis prejuízos à indústria advindos do aumento da Participação Especial devido a agrupamento de reservatórios diferentes em um mesmo campo.

25. A Eneva enviou carta abordando outro aspecto relacionado ao tema. Propôs que a área do campo deve incluir não apenas os reservatórios mas também a infraestrutura necessária para monetização da descoberta. Além disso, propõe que a área do campo inclua não apenas o reservatório confirmado pela avaliação realizada, mas também possa contemplar a presença de regiões (“upsides”) que demandem esforço exploratório adicional ou atividades que confirmem extensão do reservatório para aquelas regiões.

26. A D&M propôs definições para “Área do Campo” e “Reservatório Contínuo”, empregando conceito distinto daquele presente nas propostas de Petrobras e IBP, ou seja, partindo do princípio de que um campo poderia conter mais de uma acumulação, mesmo que elas estejam separadas lateralmente por barreiras geológicas.

5. ANÁLISE

27. Inicialmente, deve-se partir da premissa de que um campo deve conter apenas área de um mesmo contrato. Além disso, um bloco exploratório pode dar origem a mais de um campo, conforme previsão contratual e casos reais em que os PDs refletiram esta situação, como, por exemplo: BM-S-9 (Lapa e Sapinhoá), BES-100 (Golfinho, Canapu e Camarupim), BS-4 (Atlanta e Oliva), BS-500 (Uruguá, Tambaú e Tambuatá), BM-S-11 (Tupi e áreas de desenvolvimento das jazidas de Berbigão, Sururu e Atapu), BT-POT-10 (Arribaça, Rolinha, Galo de Campina, Graúna e Caboclinho) e BT-PN-8 (Gavião Real, Gavião Azul, Gavião Vermelho e Gavião Branco). Tais conceitos são historicamente aplicados pela ANP quando da análise de delimitação de campo.

28. Quanto às principais origens de controvérsia, que se referem à inclusão, em um mesmo campo, de mais de uma jazida não sobreposta, desprezando-se o projeto de desenvolvimento, considera-se que a definição de campo da Lei 9.478/97 não parece ter tido a intenção de abordar a questão de delimitação do campo. Nesse sentido, visto que o Projeto de Lei não é claro sobre a motivação da definição adotada, conclui-se que a intenção da Lei foi definir que o campo é constituído tanto pelo(s) reservatório(s) nele presentes quanto pelas instalações e equipamentos, não se restringindo, portanto, à subsuperfície.

29. Sendo assim, a utilização de instalação compartilhada na exploração de diferentes jazidas não obrigatoriamente significaria que elas façam parte de um mesmo campo; porém, não há impeditivo legal a se considerá-las na delimitação do campo, ainda mais no conceito de projeto de desenvolvimento conjunto. Pelo contrário, pode-se deduzir que isto seria uma consequência natural da definição da Lei. Tal conclusão é corroborada por pareceres da Procuradoria-Federal junto à ANP (PRG) emitidos no âmbito da análise de casos controversos. Pode-se mencionar o Parecer nº 54/2011/PF-ANP/PGF/AGU e o Parecer nº 67/2014/PF-ANP/PGF/AGU. Em ambos, a PRG afirma de forma incisiva que, quando reservatórios abrangem instalações e equipamentos destinados à Produção, não resta dúvida que, juridicamente, está a se falar de um único Campo e, que a separação hidráulica entre dois reservatórios por si só não é suficiente para promover a divisão de um campo em dois, devendo-se levar em conta outros aspectos geológicos, geográficos (mesmo bloco, proximidade) e de superfície (instalações).

30. No entanto, mantendo-se as instalações como um dos critérios para delimitação de campo, deverá se definir quais instalações serão consideradas na análise (poderia, por exemplo, restringir-se às unidades de produção), incluindo os aspectos relativos ao projeto de desenvolvimento conjunto de mais de uma jazida. Pode se fazer, por exemplo, distinção entre um projeto de desenvolvimento conjunto e um projeto de desenvolvimento menor, independente, que compartilhe instalações já existentes. Deve-se ressaltar que o compartilhamento de instalações por si só não seria, segundo esta ótica, um critério que isoladamente definiria a junção de jazidas em uma mesma área de campo.

31. Há ainda considerações a se fazer sobre o conceito do termo “reservatório contínuo”, emanado pela Lei nº 9.478/97 quando da definição de campo. Este termo não é definido em qualquer instrumento atualmente. As sugestões de IBP e Petrobras versam que o reservatório contínuo é “jazida declarada comercial com características geológicas semelhantes, em profundidades semelhantes e em comunicação hidráulica pela fase óleo ou pela fase gás”. Basicamente, então, sugerem definir que o reservatório contínuo é uma entidade composta pela rocha e hidrocarbonetos contidos em seu interior, em que todos seus pontos estejam comunicados hidráulicamente. Por outro lado, a Lei define reservatório como “configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não”. Pode-se interpretar, então, que um reservatório contínuo é aquele em que haja de forma contínua a presença de hidrocarbonetos, mesmo que com permeabilidades baixíssimas que façam com que ele seja dividido em dois compartimentos, podendo-se considerar jazidas distintas, em um mesmo reservatório. Este será outro ponto de consideração na elaboração da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.

32. Portanto, a utilização de critérios puramente geológicos não resolve totalmente a controvérsia, visto que há diferentes formas de se considerar tais critérios. Além desta questão da definição de reservatórios contínuos, há possibilidade de adoção de definições de campo segundo as quais jazidas em uma mesma feição geológica estrutural e/ou sob a mesma condição estratigráfica podem estar contidas em uma mesma área de campo, mesmo não havendo entre elas comunicação hidráulica, ou seja, constituindo-se em mais de um reservatório contínuo, segundo definição proposta por IBP e Petrobras para este termo. Conforme este critério um campo pode conter mais de uma jazida, mesmo sem sobreposição vertical, com similaridades do ponto de vista geológico, ou mesmo proximidade geográfica. Nesse sentido, restaria a análise sobre o que seria definido como uma estrutura geológica, ou feição geológica estrutural. Por exemplo: uma feição com 2 altos internos, e barreira estratigráfica composta por fácies não-reservatório os separando, seria considerada como uma única estrutura geológica?

33. Deve-se ressaltar que a delimitação de campo com jazidas não sobrepostas e sem comunicação hidráulica é corroborada por definições internacionais (PRMS e NPD, por exemplo), além da sugestão recebida da D&M na própria TPC nº 09/2018. A própria Lei nº 9.478/97 não define a quantidade de reservatórios contínuos que podem estar contidos em um mesmo campo. Segundo interpretação de IBP e Petrobras, a intenção da Lei, ao afirmar que campo é uma “área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção”, é que ele contenha apenas 1 reservatório contínuo OU mais de um reservatório a profundidades variáveis (sobrepostos), ou seja, o objetivo da palavra OU seria estabelecer que para haver mais de um reservatório contínuo dentro de um campo, teriam que ser sobrepostos. A expressão “a profundidades variáveis” equivaleria à expressão “sobrepostos” e estaria associada apenas à expressão “mais de um reservatório”, significando que se trata de reservatórios a profundidades distintas e sobrepostos, pois caso contrário a expressão “a profundidades variáveis” seria supérflua. Trata-se de uma interpretação livre, não corroborada pela documentação presente no Projeto de Lei. Da mesma forma, é possível a interpretação de que, pela definição da Lei, um campo pode conter mais de um reservatório, a profundidades variáveis, não sobrepostos, mesmo que seja natural que as profundidades são variáveis. Concluindo-se que as instalações devem ser consideradas, necessariamente a interpretação é de que isso poderia ocorrer. Neste caso, devem-se definir quais as condições para que isso ocorra. Algumas possibilidades: considerações sobre as instalações compartilhadas pelos reservatórios no âmbito do projeto de desenvolvimento; proximidade geográfica e impossibilidade de realizar a separação entre os limites dos campos, levando-se em consideração os critérios contratuais de margem de segurança em relação aos limites dos reservatórios; feição geológica estrutural comum.

34. Ainda sob a questão geológica, em todas as situações que envolvem arbitragem, conforme mencionado no parágrafo 16, as jazidas que se pretende separar em dois campos distintos foram oriundas de um mesmo PAD. Ou seja, à época da confecção do PAD a interpretação era de que se tratava de um único reservatório contínuo ou de uma estrutura adjacente, com similaridade geológica e proximidade geográfica, “carregada” ao PAD pela descoberta original. A falta de conexão hidráulica entre as acumulações de hidrocarbonetos poderia já ser conhecida, mas se optou por levar prospectos como

"upsides" para o PAD, utilizando-se, na prática, de um artifício de postergar a execução de atividade exploratória para além do prazo original da fase de exploração, o que é permitido pela regulação. A constatação de desconexão entre as jazidas, nestes casos, segundo propostas do IBP e Petrobras, seria suficiente para promover a separação entre dois campos distintos no momento da declaração de comercialidade. Uma possibilidade de dispositivo, nesta situação, seria analisar a distância entre as jazidas, até porque em alguns casos poderia ser inviável, considerando as malhas definidas para traçado dos contornos de campo e os critérios contratuais, realizar a separação completa das jazidas em campos distintos. Deve-se verificar também se realmente ao fim da avaliação estaria comprovada a desconexão hidráulica no reservatório originalmente definido para avaliação, o que em algumas situações pode não ser possível ou corroborado pela análise da ANP, em virtude de incertezas geológicas, conforme abordado no parágrafo 37. Também se pode adotar o critério de que, pelo fato de a avaliação ter sido conjunta, com, muitas vezes, uma descoberta "carregando" um prospecto, as jazidas oriundas de mesmo PAD deveriam fazer parte de mesmo campo.

35. De longe, o principal efeito de diferentes delimitações de campo, englobando mais de uma jazida não sobreposta ou as separando em campos distintos, ocorre no cálculo das Participações Especiais, cujas alíquotas, aplicadas sobre a receita líquida do campo, variam em função da produção no período-base. Portanto, o agrupamento de jazidas em um mesmo campo provoca aumento de sua produção e, caso sujeito ao pagamento de Participações Especiais, aumento da alíquota. Esta seria a origem de alteração na economicidade no projeto de desenvolvimento devido aos critérios adotados para delimitação do campo, ressaltada na Nota Técnica anexa às contribuições da Petrobras. Em alguns casos específicos, de projetos no limite de economicidade, a delimitação do campo poderia tornar o projeto não-econômico, porém se trata de uma particularidade, que poderia ser contemplada por algum dispositivo, caso se adote nos critérios de delimitação a inclusão de mais de uma jazida não sobreposta. Do ponto de vista do desenvolvimento da produção, o impacto sobre a definição quanto a se manter jazidas em um mesmo campo ou separadas, é menor. Há aspectos relacionados à medição da produção, por exemplo, o que impacta no projeto dos sistemas de medição. Na hipótese de duas jazidas que compartilhem o mesmo sistema de produção (UEP), o projeto de medição fiscal considerando um único campo seria simplificado em comparação com o necessário caso fossem considerados dois campos.

36. Excetuando-se a questão das Participações Especiais, a consideração de um único campo de jazidas que compartilhem a mesma instalação ou façam parte de um mesmo "projeto" possui vantagens de simplificação regulatória e eficiência. Corrobora para este entendimento, por exemplo, a existência do instituto da anexação que, a pedido do próprio Operador, incorpora a um único campo, áreas de desenvolvimento de diferentes contratos. Nos últimos anos, a ANP já analisou e aprovou diversos casos de pedidos de anexações. Importante que, no caso de um mesmo contrato, permita-se, também o agrupamento de reservatórios que poderia ser a pedido do Operador ou de ofício caso a ANP identifique como necessário sua inclusão na revisão da Resolução 17/2015.

37. Quanto ao momento da definição sobre a delimitação do campo declarado comercial, conforme mencionado no parágrafo 13 a primeira vez em que ocorre a proposição da área de desenvolvimento é na DC, que deve estar acompanhada ou ser precedida de um RFAD. Porém, apenas no PD, conforme regulamento estabelecido pela Resolução ANP nº 17/2015 ou outra que venha a substituí-la, são enviadas informações mais completas sobre as características da jazida declarada comercial e o projeto conceitual de desenvolvimento. Em algumas situações, entre a entrega do RFAD e do PD podem ser realizadas atividades adicionais de avaliação ou de início de desenvolvimento, conforme Resolução ANP nº 8/2016. Tais atividades agregarão informação sobre a jazida, em um momento em que, em determinadas situações, pode haver incerteza sobre os limites da acumulação, sobre a existência ou ausência de comunicação entre duas acumulações, ou ainda sobre características petrofísicas e de fluidos do reservatório. Em algumas situações, a ausência de comunicação hidráulica entre porções do reservatório pode ser difícil de se atestar mesmo à época da aprovação do PD, antes do início da produção, mesmo com todas as atividades de avaliação realizadas durante a Fase de Exploração ou na Fase de Produção até a aprovação do PD. Quando houver incerteza sobre a comunicação hidráulica e, pelos critérios eventualmente adotados na delimitação de campo, este for determinante para separação de jazidas entre campos distintos, sugere-se partir do pressuposto que há comunicação hidráulica na

maior extensão possível do reservatório, a fim de que a área do campo contenha a máxima extensão da acumulação, conforme definições internacionais, como do Reino Unido, por exemplo.

38. Portanto, a presente análise considera que o ideal é manter o momento da definição sobre delimitação da área do campo quando da aprovação do PD.

39. Quanto à sugestão proposta pela Eneva, também será objeto de análise quando dos trabalhos de revisão da Resolução ANP nº 17/2015. Considera-se que eventual previsão de retenção de área adicional aos limites de reservatório conforme interpretação mais atualizada, incluindo, por exemplo, "upsides" de caráter exploratório, caso considerada na delimitação do campo, deverá estar atrelada a projetos firmes de investigação e, em caso de sucesso, desenvolvimento. Ressalta-se que esta sugestão vai de encontro às considerações de IBP e Petrobras, estimulando a manutenção, dentro dos limites de um mesmo campo, de mais de uma jazida.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

40. Eventuais revisões de regulação que alterem ou deixem mais claros os critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural ocorrerão no âmbito da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.

41. O assunto é controverso, e há interpretações distintas sobre a definição de campo presente na Lei nº 9.478/97, que impactam as análises sobre possível inclusão ou não, em um mesmo campo, de reservatórios contínuos diferentes não sobrepostos, e a consideração de instalações quando da delimitação de um campo.

42. Em resumo, as principais decisões, a serem refletidas em dispositivos regulamentares, referem-se a:

a) Definição de "reservatório contínuo".

b) Consideração ou não das instalações como critério para delimitação do campo, e em caso positivo, que tipos de instalações seriam considerados e em quais condições.

c) Consideração da definição de reservatórios contínuos não sobrepostos, oriundos de mesmo contrato, na delimitação de campo, incluindo critérios para que um mesmo campo eventualmente contenha mais de um reservatório contínuo, caso seja esta a decisão.

43. As contribuições e respectivas fundamentações recebidas na TPC estão sendo consideradas na elaboração da revisão da Resolução ANP nº 17/2015, e foram objeto de avaliação, conforme seção 5, no qual algumas opções foram apresentadas.

44. Importante frisar que o assunto foi compartilhado com a Diretoria Colegiada na "Sala de situação", no dia 09 de setembro de 2020, às 11h, com o objetivo de apresentar as contribuições recebidas pelo mercado e as análises preliminares da área técnica, consubstanciadas em três cenários com critérios técnicos distintos, quais sejam:

a) Cenário 1: (i) Reservatórios contínuos são aqueles que têm todos os seus pontos comunicados hidraulicamente na fase de hidrocarbonetos. (ii) Instalações compartilhadas não devem ser consideradas no processo de delimitação de campo e (iii) reservatórios contínuos a profundidades variáveis desde que sobrepostos seriam incluídos em um mesmo campo;

b) Cenário 2: (i) Reservatórios contínuos são aqueles que têm todos os seus pontos comunicados hidraulicamente na fase de hidrocarbonetos; (ii) Instalações compartilhadas com objetivo de desenvolver conjuntamente jazidas devem ser consideradas no processo de delimitação de campo e (iii) reservatórios contínuos a profundidades variáveis que sejam sobrepostos ou compartilharem instalações seriam incluídos em um mesmo campo.

c) Cenário 3: (i) Reservatórios contínuos são aqueles que têm todos os seus pontos comunicados hidraulicamente na fase de hidrocarbonetos; (ii) Instalações compartilhadas com objetivo de desenvolver conjuntamente jazidas devem ser

consideradas no processo de delimitação de campo; (iii) mesma estrutura geológica e origem a partir de um plano de avaliação de descoberta comum devem ser considerados na delimitação e (iv) reservatórios contínuos a profundidades variáveis que sejam sobrepostos ou compartilharem instalações ou tenham origem no mesmo PAD seriam incluídos em um mesmo campo.

45. Durante esta oportunidade, foi reforçado que todos os cenários foram baseados em critérios técnicos. Entretanto, diante dos motivos e considerações expostas nessa Nota, contrapondo algumas sugestões e alegações do mercado, a área técnica recomendou à Diretoria que fossem considerados – preliminarmente - os critérios técnicos do Cenário 3 na minuta de Resolução ANP nº 17/2015, considerando que os estudos e as interpretações estavam em consonância com o parecer jurídico nº 67/2014/PF-ANP/PGF/AGU e, com *benchmarking* realizado em alguns países, sobre o processo de delimitação de campo.

46. Coube destacar ainda que esse processo de aprimoramento regulatório é contínuo e possível, que é fundamental deixar o procedimento de delimitação de campo de forma clara e objetiva na minuta de resolução visando minimizar controvérsias futuras. Adicionalmente, reforçou-se que boa parte dos critérios técnicos definidos no âmbito do Acordo de Parque das Baleias podem ser considerados nesse processo de aprimoramento, como o desenvolvimento de *tiebacks* e de reservatórios distintos, desde que avaliados de forma separada, mesmo que oriundos de um mesmo contrato.

47. Adicionalmente, por ser tratar de um tema complexo e controverso, a área também recomendou à Diretoria Colegiada que a discussão, sobre os significados de “reservatório contínuo”, de “profundidade variáveis” e de “abrangendo instalações” no processo de delimitação de campo, fosse tratada e aprofundada no período de consulta e audiência públicas da revisão da Resolução ANP nº 17/2015. Ressaltou ainda a importância da participação dos entes federados nesse processo de revisão da referida resolução já que não participaram do processo da TPC nº 09/2018. Por fim, a área técnica informou que encaminharia o processo da TPC nº 09/2018 ao circuito expositivo visando a sua conclusão, utilizando assim o mesmo procedimento para a conclusão da TPC nº 08/2018 e, em seguida, daria prosseguimento no processo da revisão da minuta de Resolução ANP nº 17/2015 com o objetivo de colocá-la em consulta e audiência públicas.

48. A Diretoria convalidou o entendimento da área técnica e concordou com as próximas etapas apresentadas pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção.

49. Por todo o exposto, após a consolidação desta Nota consubstanciando a análise preliminar sobre o tema, considera-se que foram atendidos os objetivos da TPC nº 09/2018 e, portanto, sugere-se o encaminhamento de Exposição de Assunto para registro e conclusão junto à Diretoria Colegiada.



Documento assinado eletronicamente por **ELISDINEY SEFORA TUCCI DA FROTA, Coordenadora V**, em 07/10/2020, às 10:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ARNALDO WARSZAWSKI, Assessor de Superintendência**, em 07/10/2020, às 10:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA CAVADINHA COSTA DA SILVA, Superintendente Adjunta**, em 07/10/2020, às 10:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARCELO PAIVA DE CASTILHO CARNEIRO, Superintendente**, em 07/10/2020, às 12:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?



[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](#), informando o código verificador **0785663** e o código CRC **3C10431F**.

Observação: Processo nº 48610.012670/2018-54

SEI nº 0785663