



CONSULTA PÚBLICA Nº 26/2021 CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS - IBP	
Consulta Pública sobre o Relatório de Análise do Impacto Regulatório (AIR) da seção sobre delimitação da área do campo da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.	
SEÇÃO DO RELATÓRIO	COMENTÁRIO
SEÇÃO II (RELATÓRIO)	<p>O IBP entende que as premissas (i), (iii) e (iv) indicadas na Análise de Impacto Regulatório (AIR) necessitam ser revisadas, o que, por conseguinte, inviabiliza a análise material do mesmo. No tocante à premissa (i) a Lei n. 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”) é clara ao estabelecer o critério geológico como o único critério aplicável à delimitação de campo, não prevendo, portanto, que tal delimitação se realize com base em compartilhamento de infraestruturas ou com base na realização de um plano de avaliação (PAD) conjunto. Ademais, a área do campo é delimitada no momento da emissão da Declaração de Comercialidade (DOC), sendo chancelada quando da aprovação do Relatório Final de Avaliação da Descoberta (RFAD). Isto decorre não apenas da lei, mas igualmente da sistemática por ela criada, onde cabe ao concessionário/contratado a decisão sobre seguir com o projeto, dependendo de sua comercialidade; a inobservância desse procedimento iria de encontro com o que preconiza a lei. Finalmente, no que tange ao item (iv), questiona-se a referência ao pagamento de participação especial como problema regulatório. Tal pagamento se dará como consequência da aplicação das regras cabíveis, não se qualificando como ponto cujo endereçamento se faz necessário no âmbito da pretendida revisão da Resolução ANP 17/2015.</p> <p>É bem de ver que a própria ANP reconhece a importância crucial da delimitação das premissas em que se lastreia a AIR. Neste sentido, afirma, na Seção III.2 da AIR: <i>“a definição correta do problema é fundamental para o desenvolvimento de propostas adequadas e coerentes com os objetivos pretendidos”</i>. E, mais adiante: <i>“somente será possível encontrar soluções efetivas se a definição do problema for realizada de forma correta. (...) a descrição do problema deve ser clara, objetiva e corretamente circunscrita”</i>. As premissas utilizadas, contudo, não tiveram o condão de atingir tal objetivo, o que, em decorrência, prejudica juridicamente a AIR posta em quase sua totalidade. Excetua-se desta conclusão o problema regulatório listado no item (ii). Com relação a este, as definições técnicas de reservatório contínuo e reservatórios a profundidades variáveis devem ser incorporadas a Resolução ANP 17/2015, haja vista que tais conceitos foram amplamente debatidos no âmbito da Tomada Pública de Contribuições n. 9/2018, merecendo, pois, serem trazidas as conclusões lá alcançadas para a norma.</p>
	<p>Mais uma vez, a AIR faz referência a um conflito interpretativo e a causas primárias e secundárias que entende ensejar o problema regulatório definido como <i>“controvérsia no processo de delimitação da área do campo pela ANP”</i>.</p>

SEÇÃO III (ESTUDO DO PROBLEMA)

O IBP entende respeitosamente que não há divergência de interpretação nem incerteza possíveis. A Lei do Petróleo define campo com absoluta clareza e estipula, em tal definição, que a sua delimitação se dará de acordo com o critério geológico unicamente. A lei estabelece, de forma cristalina, que o campo consiste em área produtora de petróleo ou gás natural que parte de um reservatório contínuo. De acordo com a definição legal, a única hipótese em que um campo abrangerá área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de mais de um reservatório, é aquela em que existem reservatórios a profundidades variáveis. O fato de serem as instalações e equipamentos consideradas parte integrante do campo não altera o critério geológico mencionado. Trata-se, portanto, de um conceito legal fechado (e não aberto ou indeterminado), de modo que não comporta inovações infralegais.

É bem de ver que, na linha do que expõe a ANP, a indústria se mostrou favorável à revisão da Resolução ANP 17/2015; não para o alargamento do critério aplicável à delimitação do campo (critério unicamente geológico), mas sim para que se esclarecesse que este é, de fato, o único critério que se aplica. A indústria, portanto, apoiou uma revisão que revisasse os dispositivos infralegais que atualmente inobservam a diretriz legal, de forma a compatibilizá-los. O IBP esclarece que a indústria não é favorável às mudanças indicadas como propostas na AIR, por entender que estas significariam extrapolação da competência da Agência. Tal entendimento foi externalizado, a título de ilustração, nas Cartas E&P 119/2018 e 3/2019, esta última apresentada no âmbito da Tomada Pública de Contribuições 09/2018, nas quais se apontam as inconsistências relacionadas aos dispositivos da Resolução ANP 17/2015, hoje vigente, que (i) remetem à definição de área do campo ao momento de aprovação do Plano de Desenvolvimento, (ii) buscam legitimar o agrupamento de reservatórios distintos com base em critérios outros que não o exclusivamente geológico (quais sejam: operacional, contratual e/ou o econômico), (iii) vedam a admissão de contorno ao campo que não maximize a arrecadação potencial de participações governamentais, todos constantes da atual redação da Resolução ANP 17/2015. O dispositivo que trata da maximização das participações governamentais teve, inclusive, sua legalidade questionada pela Procuradoria Geral da ANP, por ocasião da Consulta Pública ANP nº 01/2017, aberta para a revisão da referida Resolução, e posteriormente, suspensa.

Outrossim, o IBP reforçou, em tais manifestações, as razões pelas quais não se deve considerar o compartilhamento de infraestrutura para fins de agrupamento de reservatórios geologicamente descontínuos e distintos: a uma, em razão da escolha do legislador – que não o elegeu como critério delimitador de um Campo de Petróleo e/ou Gás Natural, não sendo autorizado ao Regulador, neste quesito inovar, sob pena de ultrapassar sua competência – e, a duas, porque tal entendimento finda por, dentre outros impactos, comprometer a finalidade de otimização do emprego de capital e a maximização dos resultados dos ativos de E&P, em linha com as diretrizes previstas em lei de aproveitamento racional das fontes de energia, com maior proteção do meio ambiente. O que decorre da iniciativa é, portanto, não apenas o atingimento dos direitos dos entes regulados, que possuem a legítima expectativa de ter a eles aplicados os contornos da lei, mas também risco reverso de demasiada oneração dos projetos, que poderá, por vezes, inviabilizá-los, resultando em cenário indesejado tanto por parte do regulador, quanto por parte dos entes regulados.

Este, aliás, é um ponto relevante, pois, ao contrário do que menciona a AIR, a recomendação que dela extrai a Agência parece não atingir o objetivo da pacificação social. Os conflitos poderão persistir, e, provavelmente, persistirão, na medida em que a eventual revisão da Resolução ANP 17/2015, na linha do proposto na AIR significará a introdução/manutenção de conceitos não contemplados pela lei por meio de regulação infralegal, contrária à primeira.

Vale notar, ainda, que algumas passagens da AIR confirmam o adequado entendimento das normas aplicáveis, ao mencionar, por exemplo, que *“a aprovação deste relatório [RFAD] pela ANP confere efetividade a uma eventual declaração de comercialidade, unilateralmente pelo contratado”* e ao lembrar que *“o PD é o principal instrumento de planejamento do*

	<p><i>desenvolvimento e da produção de um campo</i>". Tais assertivas remetem a esses conceitos na sua adequada essência, ou seja, confirmam a delimitação do campo por meio da Declaração de Comercialidade (que é, necessariamente, ato unilateral da concessionária/contratada) e a finalidade do Plano de Desenvolvimento, que não se presta a delimitar a área do campo, mas sucede a tal ato, focando, então, no planejamento do desenvolvimento do campo, já delimitado, e na produção dele decorrente.</p> <p>A alteração de conceitos legais, por meio de revisão da Resolução ANP 17/2015, tal como anunciada no relatório da AIR, gera riscos já salientados anteriormente pela indústria. A iniciativa, que, ao contrário do que se imagina, não gera, necessariamente, aumento da arrecadação global de participações governamentais, na verdade, enseja insegurança jurídica e impacta potencialmente nas decisões de investimento, num contexto em que projetos competem ao redor do mundo para atraí-los.</p> <p>Cumprе ressaltar, finalmente, que, ao tratar dos principais grupos afetados, a ANP menciona as concessionárias e os entes federados. Afirma, neste sentido, que os resumos das arbitragens descritas no relatório da AIR retratam o liame entre a delimitação da área do campo e a incidência da participação especial. Embora sejam atores relevantes no contexto geral, os entes federados não são impactados por um problema regulatório e sim pela sistemática determinada pelo legislador, não havendo, portanto, uma ação a ser tomada pela Agência a este respeito. É verdade que o cálculo das participações governamentais pode estar, indiretamente, relacionado ao volume de produção de um campo. No entanto, a delimitação deste, de acordo com a lei, não deve se pautar na arrecadação de participações governamentais, mas sim no critério geológico.</p>
<p>SEÇÃO IV (DEFINIÇÃO DA BASE LEGAL).</p>	<p>Na linha das discussões travadas anteriormente sobre este mesmo tema, o IBP reitera seu entendimento no sentido de que a definição legal não pode ser alterada por instrumentos infralegais, nem mesmo pelos normativos da ANP ou pelos contratos por esta elaborados.</p> <p>Vale notar que, historicamente, a visão sistemática da regulação refletia adequadamente o conceito legal. Neste sentido, a Resolução ANP 17/2015 remetia, por exemplo, ao desenvolvimento otimizado de campos distintos mediante compartilhamento de infraestruturas. Por outro lado, a própria Resolução ANP nº 845/2021 referencia a delimitação da área do campo com base nos conceitos geológicos e confirma o momento de tal delimitação quando da emissão da Declaração de Comercialidade. Nesse particular, aliás, cumpre ressaltar que a Resolução ANP 845/2021 ainda indica tais conceitos, exceto no que tange ao seu artigo 27, cujo teor não se coaduna com o restante normativo. Sobre o citado artigo 27, o IBP teceu considerações específicas por meio da carta IBP E&P 031/2022, enviada à ANP no dia 03 de fevereiro de 2022, pela qual foi externada a posição da indústria, não apenas no que tange ao teor do dispositivo, mas igualmente quanto à forma como foi incluído na citada resolução (posteriormente aos debates necessários no âmbito da consulta pública); sendo que ao final o IBP pleiteou que fosse conferido o tratamento adequado, mediante a suspensão cautelar do citado dispositivo e reabertura do processo de consulta pública, para os necessários debates.</p>
	<p>Estabelece o relatório da AIR que o objetivo da ANP é "alterar a Resolução ANP n. 17/2015 de forma que os critérios para a delimitação da área do campo sejam estabelecidos de forma clara, objetiva, transparente, buscando trazer segurança jurídica às Partes interessadas, com a aplicação da melhor alternativa normativa". Conforme comentários anteriores, o IBP entende</p>

<p>SEÇÃO V (DEFINIÇÃO DO OBJETIVO)</p>	<p>respeitosamente que, tal como descrito no relatório da AIR, o objetivo colide com os limites legais. Não há que se falar em melhor alternativa regulatória quando a única alternativa é estabelecida por meio de lei. A Lei do Petróleo estabelece o critério geológico ao definir campo e aponta para a emissão da declaração de comercialidade como o momento para esta definição. A observância desta definição é o único meio de se alcançar segurança jurídica.</p> <p>Em linha com os demais comentários, vale repisar que, na visão da indústria, existe sim espaço (e valor agregado) em revisitar a Resolução ANP 17/2015, mas não com objetivo trazido pela AIR e sim com objetivo de harmonizar os dispositivos infralegais que atualmente contrariam a diretriz legal, (tais como aqueles que remetem à definição de área do campo ao momento de aprovação do Plano de Desenvolvimento); buscam legitimar o agrupamento de reservatórios distintos com base em critérios outros que não o exclusivamente geológico (como o critério operacional, o critério contratual e/ou o critério econômico; e vedam a admissão de contorno ao campo que não maximize a arrecadação potencial de participações governamentais) e encampar os conceitos técnicos pertinentes, conforme salutar debates travados no âmbito da Tomada Pública de Contribuições n. 09/2018.</p>
<p>SEÇÃO VII (IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS)</p>	<p>No tocante às referências destacadas pela ANP aos regimes de outras jurisdições, o IBP entende que mesmo em outras jurisdições, o critério geológico prevalece. Neste sentido, pontua:</p> <ul style="list-style-type: none"> • a definição de campo no modelo colombiano segue parâmetro geológico e não prevê a possibilidade da autoridade regulatória alterar o desenho dos campos para fins arrecadatórios; • em relação à citada legislação do Reino Unido, a posição atual do Departamento de Petróleo e Gás é que o limite de um campo deve ser traçado somente de acordo com critérios geológicos, para que o campo possa ser definido como uma <i>"single geological petroleum structure"</i>. Neste sentido, cumpre mencionar trecho destacado pela ANP, que esclarece que todos os campos devem ser delimitados com base exclusivamente no critério geológico, de modo que possa ser definido como uma estrutura geológica de petróleo única (<i>"Following debate around the Oil Taxation Bill, it became clear the boundary was to be drawn in accordance with geological criteria alone so the field could be defined as a single geological petroleum structure"</i>); • no caso da regulação norueguesa, a definição da <i>"production area"</i> não constitui base legal para a unificação de campos. Não há previsão para unificação de campos pela autoridade regulatória. Nesse sentido, o fato de um 'campo' ser desenvolvido através do uso da infraestrutura de outro campo não resultará em que esses campos separados sejam considerados um único campo, de acordo com o <i>Petroleum Act</i> ou com os Regulamentos aplicáveis. <p>Ademais, a despeito de compreender a utilidade dos paradigmas (e, neste particular, o IBP faz referência, inclusive, a estudo anteriormente apresentado à ANP, por meio do qual evidenciou que o critério geológico prevalece como prática reiteradamente adotada noutras jurisdições), o IBP entende que o norte da questão é o teor da lei que rege o tema no âmbito da jurisdição brasileira. E esta lei não viabiliza a utilização de critérios outros que não o critério geológico.</p>
	<p>O IBP concorda que a revisão da Resolução ANP n. 17/2015 é necessária para que esta se adeque à diretriz contida em lei de forma clara, sanando a atual incongruência/injuridicidade oriunda de alguns de seus dispositivos. Na visão do IBP, a Alternativa Regulatória nº 1 é a mais apropriada e, de fato, a única que se apresenta em linha com as normas legais.</p>

<p>SEÇÃO VIII (AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS)</p>	<p>Neste sentido, e em linha com os comentários anteriormente apresentados em sede de Tomada Pública de Contribuições nº 09/2018, a definição técnica de reservatório contínuo (sendo este o reservatório cujos pontos se comunicam hidráulicamente na fase de hidrocarbonetos) deve ser encampada na revisão da Resolução ANP n. 17/2015.</p> <p>Entretanto, a alternativa que estabelece que o compartilhamento de infraestrutura deve nortear a delimitação da área do campo se releva inviável e ensejadora de questões jurídicas e riscos delas decorrentes, na medida em que é contrária à legislação e impacta negativamente todo o sistema, impedindo que soluções otimizadas (inclusive sob o ponto de vista de segurança e menor impacto ambiental) sejam utilizadas. Vale notar que a revisão da Resolução ANP 17/2015 é válida nesse particular, de forma a eliminar toda e qualquer referência ao compartilhamento de infraestrutura como elemento de definição da área do campo, de modo a ajustar o instrumento infralegal aos ditames legais.</p> <p>No tocante aos reservatórios sobrepostos a profundidades variáveis, o IBP concorda que estes deverão ser considerados em conjunto na delimitação da área do campo, o que se apresenta em linha com o conceito legal e com a sistemática do prisma vertical de profundidade indeterminada.</p> <p>No que tange ao momento da delimitação do campo, o IBP, mais uma vez, faz referência aos comentários anteriores, para destacar que a lei reconhece a existência do campo antes mesmo da submissão do seu plano de desenvolvimento, cujo objetivo, como reafirmado pela própria ANP, é o planejamento do desenvolvimento e da produção do Campo. E ela o faz porque a delimitação do campo é ato que cabe ao concessionário/contratado (respeitado, naturalmente, o critério geológico), na identificação de elementos essenciais de um projeto, que pode ou não ser comercial, dentre outras razões, exatamente em função de tal delimitação. O teor do plano de desenvolvimento é mutável, dependendo da evolução da produção, do desenvolvimento de novas técnicas, da progressão do fator de recuperação, etc. A área do Campo, delimitada – que deve ser com base no critério geológico – é, em princípio, imutável, ainda que alterações no planejamento do desenvolvimento da produção ocorram. Qualquer proposta que desloque este momento e possibilite a atuação da Agência neste elemento contraria a sistemática legal, gera insegurança jurídica e impacta na avaliação de projetos e investimentos, resultados estes que não são positivos para a indústria como um todo tampouco para a sociedade brasileira.</p>
--	---

Shell Brasil Petróleo Ltda. (“Shell Brasil”)	
Consulta Pública sobre o Relatório de Análise do Impacto Regulatório (AIR) da seção sobre delimitação da área do campo da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.	
SEÇÃO DO RELATÓRIO	COMENTÁRIO
	<p>A ANP identificou os seguintes problemas regulatórios relativos à definição de campo:</p> <p><i>“(a) Ausência de clareza no que tange aos aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos a serem utilizados como critérios para a delimitação do campo.”</i></p>

II. SUMÁRIO

A Shell Brasil entende que não se deve misturar o critério geológico (reservatórios contínuos ou com profundidades variáveis) com questões operacionais, como a utilização de equipamentos destinados à produção, ou quaisquer outros critérios. O critério legal para definição de campo é o constante da Lei do Petróleo.

A referência feita na lei com relação à “equipamentos e instalações destinados à produção” (art. 6º, inc. XIV, da Lei 9.478/97) e as melhores práticas da indústria não justificam a unificação de campos, em caso de compartilhamento da referida infraestrutura.

“(b) Ausência de definição de “reservatórios contínuos”, “reservatórios a profundidades variáveis” e de “equipamentos e instalações destinados à produção;”

A Shell Brasil está de acordo com o fato de que as definições de "reservatório contínuo" e "reservatórios a profundidades variáveis" devam ficar claras em uma revisão da Resolução ANP nº 17/2015. A Tomada Pública de Contribuições n. 9/2018, porém, deve servir de referência para isso. Especificamente em relação à comunicação hidráulica, deve ficar claro na definição que esta deve ocorrer na fase de hidrocarboneto e no tempo em que ocorrer a produção do ativo.

“(c) A área de desenvolvimento é originalmente proposta quando da submissão do RFAD, sendo aprovada de forma definitiva SOMENTE quando da aprovação do PD; e”

É prerrogativa do concessionário delimitar o campo ao declarar a comercialidade, tal como previsto na Lei do Petróleo (9478/97), art. 44. O momento apropriado para avaliação do regulador, com base nos critérios técnico-geológicos apenas, seria quando da aprovação da submissão da Declaração de Comercialidade e aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descoberta e não quando da aprovação do Plano de Desenvolvimento, que acontece 180 (cento e oitenta) dias após a Declaração de Comercialidade.

“(d) Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo.”

A Shell Brasil entende que a definição de campo não deve ser pautada pelo critério tributário/arrecadatório. Esta perspectiva pode inviabilizar a economicidade de inúmeros projetos e desta forma impactar a arrecadação. O pagamento de participações governamentais é a consequência de produção de um campo. A disposição legal vigente (art. 6º, XIV da Lei nº 9.478/97) não respalda que tal consequência seja usada como critério de definição de campo.

ANP recomenda a aplicação de alternativa normativa: alterar a Resolução ANP nº 17/2015, com os seguintes conceitos:

“1. Reservatórios contínuos são aqueles que têm todos os seus pontos comunicados hidráulicamente na fase de hidrocarbonetos;”

Conforme já mencionado acima, a Shell Brasil está de acordo com o fato de que as definições de "reservatório contínuo" e "reservatórios a profundidades variáveis" devam ficar claras em uma revisão da Resolução ANP nº 17/2015. A Tomada Pública de Contribuições n. 9/2018, porém, deve servir de referência para isso. Especificamente em relação à comunicação hidráulica, deve ficar claro na definição que esta deve ocorrer na fase de hidrocarboneto e no tempo em que ocorrer a produção do ativo.

	<p><i>“II. Instalações compartilhadas com objetivo de desenvolver conjuntamente jazidas devem ser consideradas no processo de delimitação de campo;”</i></p> <p>Nos termos dos comentários feitos ao longo deste formulário, a Shell Brasil não concorda com tal assertiva.</p> <p><i>“III. Reservatórios avaliados a partir de um plano de avaliação de descoberta (PAD) comum devem ser considerados na delimitação de campo;”</i></p> <p>Nos termos dos comentários feitos ao longo deste formulário, a Shell Brasil não concorda com tal assertiva.</p> <p><i>“IV. Reservatórios contínuos a profundidades variáveis que sejam sobrepostos ou compartilhem instalações ou tenham origem no mesmo PAD seriam incluídos em um mesmo campo.”</i></p> <p>Nos termos dos comentários feitos ao longo deste formulário, a Shell Brasil não concorda que o compartilhamento de infraestrutura ou o fato de os campos terem sido avaliados no mesmo Plano de Avaliação de Descoberta, sejam considerados como critério para definir um campo.</p>
<p>IV – IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL</p>	<p>Entendemos que a Lei 9.478/97 é o diploma que estabelece a base jurídica para a definição de campo. Dessa forma, consideramos incorreto citar quaisquer outros instrumentos infra-legais para identificar a base legal para o conceito de campo. A definição estabelecida pela Lei não pode ser alterada por instrumentos infralegais, nem mesmo pelas normas emitidas pela ANP e/ou pelos contratos respectivos.</p>
<p>VIII – AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS</p>	<p>Entendemos que a Alternativa Regulatória nº 1 é a mais apropriada, sendo aquela que se encontra em conformidade com o arcabouço legal aplicável pelas razões expostas a seguir.</p> <p>Primeiramente consideramos importante atentar para o disposto no artigo 6º, inciso XIV da Lei 9.478/97, conforme abaixo transcrito:</p> <p><i>“Lei 9.478/97 Art. 6º - (...) XIV. 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.”</i></p> <p>Conforme se observa acima, pela interpretação do referido diploma legal se pode concluir que um único campo se caracteriza como sendo uma área produtora decorrente de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis. A indicação feita a “profundidades variáveis” destina-se a esclarecer que é possível considerar mais de um reservatório, desde que sejam sobrepostos.</p> <p>Por fim, acrescentamos que a referência feita na parte final quanto à abrangência de instalações e equipamentos de produção não afeta, altera tampouco modifica a definição de campo indicada pela parte inicial do referido inciso XIV, conforme acima demonstrado, atribuindo apenas uma qualificação adicional acessória.</p>

	<p>O fato de que campos foram avaliados no mesmo Plano de Avaliação de Descoberta também não encontra respaldo na disposição legal vigente (art. 6º, XIV da Lei nº 9.478/97). É possível que ao longo da avaliação se confirme que se tratam de reservatórios distintos, razão pela qual o mesmo PAD pode resultar em declarações de comercialidade distintas.</p> <p>Como dito acima, a definição de campo não deve se basear em qualquer outro critério que não o técnico, pois foi essa a intenção do legislador quando definiu campo na Lei do Petróleo. Do mesmo modo, não deve a definição de campo ser pautada pelo critério tributário/arrecadatório, já que esta perspectiva pode inviabilizar a economicidade de inúmeros projetos e, desta forma, impactar a arrecadação. O pagamento de participações governamentais é a consequência de produção de um campo. A disposição legal vigente (art. 6º, XIV da Lei nº 9.478/97) não respalda que tal consequência seja usada como critério de definição de campo. O relatório disponibilizado não aborda expressamente a intenção da ANP em relação à seguinte previsão da Resolução n. 17/2015:</p> <p><i>"Art. 6º (...) § 2º Não será aceita pela ANP qualquer delimitação de área de Campo que, sem considerar os critérios do § 1º, causar redução do pagamento das Participações Governamentais".</i></p> <p>Considerando que a lei não estabelece critérios subjetivos de conveniência e oportunidade (como impactos de arrecadação, por exemplo) entendemos que tal disposição deva ser excluída de qualquer regulamentação que trate de definição de campo.</p>
IX. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, FISCALIZAÇÃO E MONITORAMENTO	Entendemos que qualquer proposta de nova regulamentação que trate da definição de campo será submetida a um processo de consulta pública, por meio do qual os agentes terão a oportunidade de avaliar em detalhes, qualquer proposta feita pela ANP. Portanto, sem prejuízo de outros comentários a serem feitos no futuro, temos os seguintes comentários sobre o texto ora proposto pela ANP, conforme tabela abaixo
Art. 5º	<p>Para fins de simplificação e clareza, sugere-se a exclusão dos incisos (I e II) do art. 5º e alteração da redação do caput:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Redação proposta para o caput do Art. 5º - "Art. 5º - O plano de desenvolvimento deverá contemplar (i) uma única jazida, seja ela contida na área de um único contrato, ou seja uma jazida compartilhada regida por AIP ou CIP; ou (ii) múltiplas jazidas, exclusivamente no caso de tais jazidas ocorrerem a profundidades variáveis e suas projeções na superfície se sobrepossem." • Excluir incisos I e II.
Art. 6º	Redação proposta para o caput do Art. 6º - "Art. 6º - A delimitação dos limites do campo ocorrerá no momento da submissão da declaração de comercialidade."
Art. 6º, §1º	Este parágrafo deve ser excluído. A delimitação dos limites do campo ocorrerá no momento da submissão da declaração de comercialidade.
Art. 6º, §2º	Este parágrafo deve ser excluído.
Art. 7º e §§	Este artigo e seus parágrafos devem ser integralmente excluídos. Entendemos que os administrados já gozam de direito de petição diante da ANP sendo, portanto, desnecessária a previsão. Adicionalmente, a definição legal de campo já esclarece os parâmetros que devem ser observados.
Art. 8º	Redação proposta para o caput do Art. 8º - "Art. 8º - A delimitação da área proposta para cada campo deverá conter a o Reservatório Contínuo ou Reservatórios a Profundidades Variáveis desde que dentro de um mesmo contrato."

Art. 8º, §1º	O §1º deve ser excluído, considerando uma definição de Reservatórios a Profundidades Variáveis. Além disso, em relação ao texto proposta pela ANP, entendemos que independentemente de existirem falhas ou não, a conexão hidráulica (na fase de hidrocarboneto durante a fase de produção do ativo) deve ser considerada como o critério para definir o campo.
Art 8º, §§ 2º e 3º	<p>Art. 8º, §§ 2º e 3º devem ser excluídos.</p> <p>Primeiramente consideramos importante atentar para o disposto no artigo 6º, inciso XIV da Lei 9.478/97, conforme abaixo transcrito:</p> <p>“Lei 9.478/97 Art. 6º - (...) XIV. 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.”</p> <p>Conforme se observa acima, pela interpretação do referido diploma legal se pode concluir que um único campo se caracteriza como sendo uma área produtora decorrente de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis. A indicação feita a “profundidades variáveis” destina-se a esclarecer que é possível considerar mais de um reservatório, desde que sejam sobrepostos.</p> <p>Por fim, acrescentamos que a referência feita na parte final quanto à abrangência de instalações e equipamentos de produção não afeta, altera tampouco modifica a definição de campo indicada pela parte inicial do referido inciso XIV, conforme acima demonstrado, atribuindo apenas uma qualificação adicional acessória.</p>
Art 9º	Este artigo deve ser integralmente excluído. A anexação de áreas a pedido do titular de contrato já é aplicada pela ANP e não tem por base critério geológico ou a definição legal de campo. Por este motivo, entendemos que o tema não é pertinente à discussão em tela.
Art. 10º	Este artigo deve ser integralmente excluído. O tema já se encontra exaustivamente tratado no art. 29 da RANP 845/2021.
Definição: Area do Campo	Redação proposta para: “Área circunscrita pelo polígono que delimita o Reservatório Contínuo ou Reservatórios a Profundidades Variáveis por ocasião da aprovação de seus limites constantes da Declaração de Comercialidade;”
Definição: Projeto de Desenvolvimento Conjunto	Essa definição não é utilizada ao longo da proposta de redação, razão pela qual, deve ser suprimida.
Definição: Upside Exploratório	Essa definição deve ser excluída, pois o tema já se encontra exaustivamente tratado pelo art. 29 da RANP 845/2021.
Definição: Reservatório	Já há previsão na lei do petróleo para tanto, não podendo ser desconsiderada tampouco alterada ou substituída (Lei 9478/97 (...) Art. 6º (...) X Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não.
Definição: Reservatório Contínuo	<p>A Shell Brasil considera que as definições "reservatório contínuo" e, também de "reservatórios a profundidades variáveis" devem ficar claras em uma revisão da Resolução ANP 17/2015. A Shell entende, porém, que o detalhamento proposto pelo IBP na TPC 09/2018 para estes critérios (transcrito abaixo), e a ser considerado durante o ciclo de produção de um campo, contribui com clareza adicional e se encontra estritamente dentro dos limites da definição legal.</p> <p><i>Reservatório contínuo: jazida declarada comercial com características geológicas semelhantes, em profundidades semelhantes e comunicados hidráulicamente pela fase óleo ou pela fase gás.</i></p>

	<i>Reservatórios a Profundidades Variáveis: jazida declarada comercial, em profundidades variáveis, desde que entre si sobrepostas e não comunicadas hidráulicamente pela fase óleo ou pela fase gás.</i>
Definição: Sistema de produção	Essa definição não é utilizada ao longo da proposta de redação, razão pela qual, deve ser suprimida.

TotalEnergies EP Brasil Ltda. ("TotalEnergies")

Consulta Pública sobre o Relatório de Análise do Impacto Regulatório (AIR) da seção sobre delimitação da área do campo da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.

SEÇÃO DO RELATÓRIO	COMENTÁRIO
II	<p>A TotalEnergies entende que a escolha do legislador ordinário, por meio da Lei nº 9.478/1997, foi estabelecer o critério geológico como o único aplicável à delimitação de um campo. Entende, ainda, que o momento desta limitação, de acordo com a referida lei, é o momento da emissão da declaração de comercialidade. Assim, de acordo com a letra da lei, que enseja, na leitura da TotalEnergies, a única interpretação possível, os aspectos relacionados nas alíneas (a), (b) e (c) não se coadunam com a sistemática legal, razão pela qual a alternativa regulatória estaria eivada de vício.</p> <p>No tocante ao aspecto referido na alínea (d), a TotalEnergies entende que o recolhimento de participação especial não se qualifica como problema regulatório, consistindo em consequência dos ditames da lei. Desta forma, considerando o teor da lei, entendemos que a arrecadação não se erige em elemento capaz de nortear qualquer aspecto da delimitação de um campo.</p> <p>Relevante pontuar que o exercício da competência normativa das agências reguladoras (dentre elas, a nobre ANP) se presta exclusivamente a regulamentar, em âmbito infralegal, matérias cujas diretrizes a legislação estabelece, deixando margem a algum detalhamento ou preenchimento de conceitos indeterminados. Não é este o caso, contudo, do tema da delimitação de campo. Nesta matéria, o legislador foi, na visão da TotalEnergies (que, respeitosamente, expressa divergência com a visão da ANP), preciso e específico, não se admitindo, pois, que a Agência inove no ordenamento jurídico, substituindo-se ao legislador ordinário.</p> <p>Por tais motivos, a TotalEnergies avalia, respeitosamente, que tanto as premissas indicadas na Seção II do Relatório da Análise de Impacto Regulatório ("Relatório da AIR"), quanto as recomendações nele contidas, estão desalinhadas com o teor e com a sistemática da Lei nº 9.478/1997, o que impossibilita a sua implementação.</p> <p>A recomendação constante do Relatório da AIR gera, pois, na visão da TotalEnergies, insegurança jurídica, impactando negativamente no ambiente de negócios, que depende essencialmente da confiança gerada no investidor, confiança esta que mantém estrita e direta relação com a existência de arcabouço regulatório claro e alinhado com a legislação.</p>
III	Em linha com o comentário realizado à Seção II do Relatório da AIR, no que tange à alegada existência de controvérsias sobre os critérios aplicados na delimitação de campo, a TotalEnergies entende que tal controvérsia não se justifica, considerando, novamente, os termos da Lei. O artigo 6º da Lei n. 9.478/1997 conceitua reservatório e define campo como

	<p>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”. Da leitura combinada dos dispositivos, portanto, se extrai o estabelecimento do critério geológico, o que impossibilita a adoção de critérios outros, tais como os critérios atrelados à avaliação conjunta e ao compartilhamento de infraestrutura.</p> <p>O mesmo ocorre com o momento da delimitação do campo. O artigo 44 da Lei referênciada, claramente, a submissão de um plano de desenvolvimento de campo, após a emissão da declaração de comercialidade. A conclusão que se extrai, na visão da TotalEnergies, é a de que o legislador atribuiu à declaração de comercialidade a função de delimitar o campo. Esta sistemática possui, inclusive, lógica pertinente, na medida em que a delimitação do campo é elemento essencial da decisão sobre a implementação de um projeto de desenvolvimento e produção (e a atribuição deste ato ao ente regulado se justifica em função dos riscos por estes assumidos). Naturalmente, a TotalEnergies entende que não há discricionariedade quanto ao critério da delimitação conferido ao ente regulado. Este deverá delimitar o campo com observância dos requisitos legais (critério geológico). Desde que observados tais quesitos, tal delimitação deverá ser confirmada, sob pena de interferência do ente regulador em premissas que definem a própria decisão sobre a emissão da declaração de comercialidade, entendida pela TotalEnergies como ato unilateral do ente regulado em decorrência dos motivos expostos.</p> <p>A TotalEnergies concorda inteiramente com a nobre ANP sobre a importância de endereçar a revisão da Resolução n. 17/2015 e manifesta seu respeito e agradecimento à essa Agência por se dedicar, com afinco, ao tema. No entanto, pelos motivos acima, entende, respeitosamente, que o Relatório da AIR deveria identificar, como problema regulatório, o desalinhamento da regulação infralegal com os conceitos definidos legalmente e considerar como alternativa regulatória cabível a referida revisão justamente para assegurar a necessária compatibilização (ou seja, para adequar o texto da 17/2015 à Lei nº 9.478/1997).</p>
IV	<p>Sobre a base legal, a TotalEnergies faz referência aos comentários realizados anteriormente para reiterar, respeitosamente, seu entendimento no sentido de que o Relatório da AIR deveria considerar, como base legal, a Lei 9.478/1997 e não a regulação infralegal (que, como dito, por vezes, a ela não se alinha, gerando situação de incompatibilidade da qual decorre indesejada insegurança jurídica).</p> <p>Nada obstante, ainda que se considere a regulação infralegal, vale notar, com a devida vênia, que a própria Resolução ANP 17/2015 reflete, nalguns de seus dispositivos, a sistemática legal, como, por exemplo, no seu artigo 3º, §3, que acertadamente chancela que o mero compartilhamento de instalações não é motivo de delimitação de mais de um campo. No que tange à Resolução ANP nº 845/2021, citada na Seção IV do Relatório da AIR, a TotalEnergies expressa, respeitosamente, posição no sentido de que, vista de forma holística, a citada resolução confirma os entendimentos expressados pela TotalEnergies acima, salvo no que tange ao seu Artigo 27, cujo conteúdo parece padecer de vício de motivação.</p>
V	<p>TotalEnergies congratula a Ilustre ANP pela iniciativa de realizar a Análise de Impacto Regulatório, o que confirma a importância do tema. Sem embargo, a TotalEnergies entende que tal análise deveria considerar premissas outras e a oportunidade deveria ser aproveitada para ajustar o arcabouço regulatório ao ordenamento jurídico pátrio.</p>
VI	<p>A TotalEnergies gostaria de salientar a importância da participação social nas discussões inerentes a tema de suma relevância e aproveita o ensejo para reconhecer o salutar diálogo dessa Agência com o setor, para viabilizar o exercício de tal participação. Confia, assim, que os presentes comentários serão igualmente levados em consideração quando da avaliação dos impactos inerentes à presente Análise de Impacto Regulatório.</p>
VII	<p>A TotalEnergies reconhece a diligência da nobre ANP ao buscar as informações sobre as melhores práticas adotadas noutras jurisdições.</p>

	<p>Entretanto, com o devido respeito, a TotalEnergies não partilha do entendimento de que as jurisdições apontadas na Seção VII do Relatório de Impacto Regulatório deixam de aplicar o critério geológico para fins de delimitação da área do campo. Ao contrário, ao examinar as regras aplicáveis, a TotalEnergies entende que o critério geológico prevalece.</p>
VIII	<p>A TotalEnergies avalia, respeitosamente, que, dentre as alternativas listadas no Relatório de Impacto Regulatório, a única alternativa viável é a de número 1, considerado o disposto na Lei nº 9.478/1997 e instrumentos legais correlatos, as melhores práticas da indústria e mesmo o Direito Comparado. A adoção de outra alternativa pela nobre ANP enseja, na visão da TotalEnergies, não apenas incompatibilidade com a lei, mas, igualmente, incongruência com iniciativas esperadas da própria indústria, tais como otimização de projetos e redução de impactos ambientais, mediante sinergias positivas decorrentes da racionalização de recursos. Da mesma forma, a TotalEnergies entende que, como impacto da adoção de outra alternativa, exsurgirá, potencialmente, ambiente que poderá dificultar investimentos.</p>
IX	<p>Como comentário geral à Seção IX do Relatório de Impacto Regulatório, a TotalEnergies gostaria de referenciar os comentários apresentados às demais seções, conforme acima. Em suma, entende a TotalEnergies que a delimitação de campo deve se dar na forma prescrita na Lei nº 9.478/1997 (de acordo com o critério geológico), não se admitindo (e nem mesmo, com a devida vênia, se justificando) a inclusão de quaisquer outros critérios não previstos em lei. De igual forma, a TotalEnergies entende que tal delimitação cabe ao ente regulado, no momento da emissão da declaração de comercialidade, desde que respeitado o critério (geológico) legal.</p> <p>A TotalEnergies entende ser este assunto da maior relevância, não apenas porque a delimitação do campo é elemento essencial às decisões de maior importância quando se avalia a implementação (ou não) de um projeto, mas também por ser o tratamento dado a este tema expressão de abordagem que, confiamos, privilegiará a segurança jurídica e otimizará um arcabouço regulatório alinhado com as premissas da lei, crucial no âmbito da indústria de O&G, que envolve elevados riscos, capital intensivo e longa maturação.</p> <p>Admitir-se outro critério que não o único que foi estabelecido pelo legislador ordinário para a delimitação de campo, ou admitir o deslocamento temporal de tal delimitação, com potencial ingerência nas decisões a serem tomadas pelas empresas de petróleo geraria, a nosso ver, ambiente de incerteza, potencialmente não favorável à tomada de decisões de investimentos. Na visão da TotalEnergies, o compartilhamento de instalações (e a avaliação conjunta, que muitas vezes se justifica justamente para que se possam obter os contornos precisos dos reservatórios de forma racional e otimizada) não são critérios para delimitação de campos. O compartilhamento, por outro lado, é, muitas vezes, expressão da otimização dos processos, da redução dos impactos ao meio ambiente, além de ser instrumento apto a evitar a exploração predatória dos recursos naturais e a viabilizar projetos de economicidade marginal. Erigir o compartilhamento de infraestruturas a critério de delimitação de campo é, portanto, ao nosso ver, com o devido respeito, não apenas incompatível com a lei, mas também desalinhado com as melhores práticas.</p> <p>A TotalEnergies enxerga, pois, impacto adverso oriundo da alternativa regulatória indicada no Relatório de Análise de Impacto Regulatório, questionando, ainda, a viabilidade jurídica da recomendação, que parece extrapolar os limites da lei. Confia, assim, que as premissas e a recomendação dele constantes serão reavaliadas pela nobre ANP, para que uma nova análise se realize, com vistas a uma revisão da Resolução n. 17/2015 pautada na compatibilização dos instrumentos infralegais com a sistemática legal.</p>

Consulta Pública sobre o Relatório de Análise do Impacto Regulatório (AIR) da seção sobre delimitação da área do campo da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.

SEÇÃO DO RELATÓRIO	COMENTÁRIO
Seção II - SUMÁRIO	<p>A ANP identifica quatro itens como problemas regulatórios a serem enfrentados no âmbito da revisão da Resolução nº 17/2015, entre eles (i) ausência de critérios transparentes e claros na regulamentação da ANP e (iii) controvérsia sobre o momento da delimitação da área do campo e recomenda a alteração da Resolução 17/2015 de acordo com quatro conceitos buscando delimitar a área do campo de forma clara, objetiva e transparente. Com o devido respeito à Agência, a Petrogal discorda do entendimento da ANP no sentido de que é necessário buscar clareza e transparência regulatória na delimitação de campo, considerando que esses critérios já estão definidos de forma clara e objetiva pela Lei 9.478/97.</p> <p>A proposta de revisão da Resolução 17/2015 pela ANP assume a premissa de que os conceitos para delimitação da área do campo carecem de clareza quanto aos seus critérios e de que há controvérsia sobre o momento da delimitação da área do campo. Contudo, observa-se que a Lei 9.478/97 em seus artigos 6º, incisos XIV e XVII, e 44, incisos III e IV, dispõe de forma clara, precisa e objetiva o critério geológico para delimitação da área do campo e o momento da delimitação da área quando da declaração de comercialidade, de maneira que a competência regulatória do tema deve estar vinculada ao critério estabelecido em lei.</p> <p>A vista disso, a Petrogal entende que a revisão da Resolução 17/2015 deve se manter em conformidade ao dispositivo legal, sendo incompatíveis os conceitos II, III e IV.</p> <p><i>“II – Instalações compartilhadas com o objetivo de desenvolver conjuntamente jazidas devem ser consideradas no processo de delimitação de campo;</i></p> <p><i>III – Reservatórios avaliados a partir de um plano de avaliação de descoberta (PAD) comum devem ser considerados na delimitação de campo; e</i></p> <p><i>IV – Reservatórios contínuos a profundidades variáveis que sejam sobrepostos ou compartilhem instalações ou tenham origem no mesmo PAD seriam incluídos em um mesmo campo.”</i></p> <p>Em referência ao problema regulatório identificado no item (ii), a Petrogal concorda com a viabilidade de serem esclarecidos os conceitos técnicos de “reservatório contínuo” e “reservatórios a profundidades variáveis” em revisão da Resolução 17/2015, já havendo subsídios para tanto quando do envio de contribuições no âmbito da Tomada Pública de Contribuições nº 9/2018, que devem ser considerados.</p> <p>Em referência ao problema regulatório identificado no item (iv), a Petrogal entende que o pagamento de Participação Especial é uma consequência ao desenvolvimento e produção do campo, não devendo ser um critério para a elaboração e aplicação de regras infralegais referentes à delimitação de área e produção do campo.</p>
Seção IV – IDENTIFICAÇÃO DA	Respeitosamente, a Petrogal não concorda com a base legal identificada pela Agência. Em qualquer cenário, nenhum instrumento infralegal, sejam os contratos ou as normas regulatórias, pode alterar ou exceder o que é definido em lei. No

BASE LEGAL	<p>caso da temática da delimitação da área do campo, não só a Lei 9.478/97 estabelece o critério geológico para delimitação da área do campo e determina o momento de delimitação da área, como esses dispositivos são claros e precisos, conforme comentários acima. Dessa maneira, a base legal que deve orientar a revisão da Resolução 17/2015 deve estar restrita apenas à Lei 9.478/97.</p>
Seção V – DEFINIÇÃO DO OBJETIVO	<p>A Petrogal avalia que, dentre as alternativas regulatórias identificadas pela ANP, a Alternativa Regulatória nº 1 é a mais adequada aos conceitos avaliados neste formulário e a única viável do ponto de vista jurídico por ser a única alternativa que se mostra em conformidade com a Lei 9.478/97.</p> <p>A partir do disposto no Art. 6º, inciso XIV, da Lei 9.478/97, observa-se o claro e preciso critério geológico para delimitação da área do campo, conforme analisado acima. E a partir da interpretação sistemática da mencionada lei, em seus artigos 6º, inciso XVII, e 44, incisos III e IV, depreende-se que a declaração de comercialidade já significa a manifestação do contratado/concessionário quanto ao seu interesse no desenvolvimento do campo. Com base no texto legal, observa-se que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O concessionário/contratado declara seu interesse no desenvolvimento do campo; e • O concessionário/contratado deve submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial. <p>Ou seja, pretende-se destacar aqui o uso do termo “campo”, um termo definido na própria lei. Nos parece claro que se (i) a Declaração de Comercialidade, como o próprio nome sugere, significa a declaração à Agência do interesse pelo desenvolvimento comercial de um campo e (ii) o plano de desenvolvimento, que é submetido após a Declaração de Comercialidade, é apresentado em relação a um campo, logo no momento da declaração de comercialidade, o reservatório, e, portanto, a área do campo, já está identificado e definido.</p> <p>Por esse motivo, a Petrogal entende que o momento de delimitação da área do campo ocorre no momento da declaração de comercialidade e a ANP possui a prerrogativa de se manifestar a respeito da área delimitada no momento de aprovação do Relatório Final de Avaliação da Descoberta (RFAD).</p> <p>Dessa forma, em linha com a Alternativa Regulatória nº 1, a Petrogal entende que a definição técnica de reservatórios contínuos atende ao critério geológico disposto em lei, sendo viável que esse termo seja definido tecnicamente em revisão da Resolução 17/2015 para maior clareza. Na mesma linha, a única hipótese possível para inclusão de instalações compartilhadas na delimitação da área do campo é o caso de reservatórios contínuos a profundidades variáveis, sendo a única que há previsão legal para tanto.</p> <p>Em referência às Alternativas Regulatórias nº 2 e 3, a Petrogal entende que estas não encontram respaldo na Lei 9.478/97, uma vez que o compartilhamento de instalações está vinculado apenas e exclusivamente ao critério de reservatórios a profundidades variáveis e não há previsão legal que determine que reservatórios constantes de um mesmo PAD tenham que constituir um único campo.</p> <p>Além disso, a criação de um novo critério a partir de compartilhamento de instalações impacta negativamente na produção dos campos, pois interfere na decisão sobre adoção de soluções otimizadas de produção, consequentemente causando impactos negativos sob o ponto de vista de eficiência, segurança e impacto ambiental.</p> <p>No que se trata do PAD, além de não existir previsão legal para tal critério, este é um instrumento que viabiliza justamente, como a própria denominação sugere, os estudos, atividades e conhecimentos sobre uma descoberta em um momento inicial</p>

	<p>do projeto, de maneira que é possível, a partir de um mesmo PAD, identificar reservatórios diferentes que fazem jus à delimitação de campos distintos em decorrência do critério geológico. Assim, utilizar o PAD como um novo critério de delimitação do campo se mostra contraditório ao próprio objetivo do PAD.</p> <p>Neste sentido, a Petrogal entende que é cabível a revisão da Resolução 17/2015 para excluir, como critérios de delimitação de campo, qualquer referência a (i) instalações compartilhadas com o objetivo de desenvolver conjuntamente jazidas que não estejam no mesmo prisma vertical e (ii) avaliação de reservatórios a partir de um PAD comum.</p>
<p>Seção IX - CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, FISCALIZAÇÃO E MONITORAMENTO</p>	<p>A vista de todo o exposto, a Petrogal entende, respeitosamente, que o AIR parte de premissas equivocadas quanto aos critérios de delimitação da área de campo e à base legal, e que o Relatório sugere conclusão e estratégia de implementação incongruentes com a Lei 9.478/97, de maneira que não deve subsidiar, conforme as conclusões expostas no AIR, a revisão da Resolução 17/2015.</p> <p>Conforme os comentários anteriores, a Lei 9.478/97, não carece de clareza e transparência, sendo certo que o critério estabelecido em lei não deve ser alterado ou estendido por meio da criação de novos critérios. Neste sentido, a Petrogal concorda que é necessária a revisão da Resolução 17/2015 para adequar a norma à disposição legal, incluindo a definição técnica de reservatórios contínuos e reservatórios a profundidades variáveis e excluindo quaisquer referências a outros critérios para delimitação e momento de delimitação de campo que não estejam previstos em lei. No âmbito da viabilidade de se definir tecnicamente reservatórios contínuos e reservatórios a profundidades variáveis, a Petrogal ressalva as contribuições enviadas pela indústria na oportunidade da Tomada Pública de Contribuições nº 9/2018 para que sejam reaproveitadas sem prejuízo do envio de novos comentários e contribuições em nova consulta pública.</p> <p>Para que este fim seja atingido, a Petrogal entende necessária a revisão do presente AIR em conformidade com a Lei 9.478/97 para a posterior abertura de consulta pública com objeto de revisar a Resolução 17/2015.</p> <p>No que se trata da redação de nova regulamentação para delimitação de campo indicada pela ANP na Seção IX, sem prejuízo de serem endereçadas novas contribuições à redação proposta em eventual consulta pública, a Petrogal entende adequado pontuar, neste momento, os fundamentos que devem orientar a elaboração de nova redação para revisão da Resolução 17/2015, conforme a seguir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O momento de delimitação da área do campo se dá no momento de emissão da Declaração de Comercialidade, respeitado o critério geológico estabelecido em lei, e a ANP tem a prerrogativa de se manifestar à respeito da área do campo quando da aprovação do RFAD; • Não é viável a pretendida substituição das referências à “campo” na Resolução 17/2015 por “área de desenvolvimento”, pois o termo possui definição estabelecida em lei, portanto a substituição resultaria em desalinhamento entre a norma e a lei; • O único critério legal para delimitação da área do campo é o critério geológico estabelecido na Lei 9.478/98, não sendo viável a criação de novos critérios a partir de instrumentos infralegais; • A inclusão do compartilhamento de instalações na delimitação da área do campo está vinculada por lei à hipótese de mais de um reservatório a profundidades variáveis, não sendo um critério em si para a delimitação de área do campo;

	<ul style="list-style-type: none"> • Reservatórios avaliados a partir de um mesmo PAD não devem obrigatoriamente constituir um único campo, pois não há previsão legal para tanto e o critério desviaria da finalidade do referido instrumento.
--	--

Petróleo Brasileiro S.A.	
Consulta Pública sobre o Relatório de Análise do Impacto Regulatório (AIR) da seção sobre delimitação da área do campo da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.	
SEÇÃO DO RELATÓRIO	COMENTÁRIO
Seção II - SUMÁRIO	<p>O sumário do Relatório de Análise de Impacto nº 1/2021/SDP/ANP arrola como problemas regulatórios aptos a suscitar esta AIR os seguintes:</p> <p><i>“(i) ausência de critérios transparentes e claros na regulamentação da ANP;</i></p> <p><i>(ii) ausência de definições de termos técnicos presentes na definição de campo na Lei do Petróleo;</i></p> <p><i>(iii) controvérsia sobre o momento da delimitação da área do campo pela ANP; e</i></p> <p><i>(iv) Pagamento de Participação Especial devida pelos contratados nos casos de campos de grande rentabilidade conforme Decreto 2705/98.”</i></p> <p>Ao final, o Relatório da AIR traz como recomendação a aplicação de alternativa normativa no sentido de alterar a Resolução ANP nº 17/2015, com os seguintes conceitos:</p> <p><i>“I - Reservatórios contínuos são aqueles que têm todos os seus pontos comunicados hidraulicamente na fase de hidrocarbonetos;</i></p> <p><i>II - Instalações compartilhadas com objetivo de desenvolver conjuntamente jazidas devem ser consideradas no processo de delimitação de campo;</i></p> <p><i>III - Reservatórios avaliados a partir de um plano de avaliação de descoberta (PAD) comum devem ser considerados na delimitação de campo; e</i></p> <p><i>IV - Reservatórios contínuos a profundidades variáveis que sejam sobrepostos ou compartilhem instalações ou tenham origem no mesmo PAD seriam incluídos em um mesmo campo”.</i></p> <p>A Petrobras entende, objetivamente, em relação a esta seção, que há vícios nos critérios arrolados pela ANP como caracterizadores de um problema regulatório atinente à delimitação de campo. Senão vejamos:</p>

a) Ausência de clareza no que tange aos aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos a serem utilizados como critérios para a delimitação do campo.

A Petrobras entende que a utilização de aspectos contratuais, operacionais ou econômicos como critérios para a delimitação do campo, além do critério estritamente geológico, extrapola o espectro do conceito legal de Campo de Petróleo e Gás Natural previsto no art. 6º, inc. XIV, da Lei 9.478/97, carecendo, portanto, a ANP de competência para a pretendida abrangência de sua regulamentação.

Parece-nos claro que o legislador, ao redigir tal definição, teve a intenção de estabelecer que um campo de petróleo deveria ser composto não somente pelos reservatórios, contínuos ou a profundidades variáveis, mas também deveria abranger as instalações de produção. O contrário – as instalações de produção abrangendo reservatórios contínuos ou a profundidades variáveis – nos parece não encontrar sentido ou respaldo no conceito definido pela lei, subvertendo de maneira impactante os resultados de sua aplicação.

b) Ausência de definição de “reservatórios contínuos”, “reservatórios a profundidades variáveis” e de “equipamentos e instalações destinados à produção”;

A Petrobras corrobora a importância de se definir as expressões “reservatórios contínuos” e “reservatórios a profundidades variáveis” para fins de delimitação de Campo, lacuna esta a ser preenchida com os resultados obtidos na TPC 9/2018, realizada pela ANP, e que conta com contribuições da Petrobras, do IBP e demais interessados. No entendimento da Petrobras, apenas reservatórios contínuos a profundidades variáveis, somente se sobrepostos arealmente, seriam incluídos em um mesmo campo.

Com relação a “equipamentos e instalações destinados à produção”, a Petrobras repisa seu entendimento, alinhado às melhores práticas da Indústria e a posicionamento já externalizado pelo IBP inclusive, no sentido de que estes elementos não devem afetar a definição de um campo, já que sua previsão no art. 6º, inc. XIV, da Lei nº 9.478/97 tem como racional assegurar a continuidade de Operações e afetar os limites de um campo que será posto em produção, mas não a finalidade de justificar o agrupamento de dois campos geologicamente separados.

Interpretações extensivas por parte da ANP representam inovações contrárias ao propósito da lei e às próprias regras de hermenêutica. Nesse sentido, o compartilhamento de infraestrutura é inerente à lógica econômica e operacional dos projetos de E&P e segue diretriz emanada de órgãos ambientais, de modo que não se presta como critério para delimitação de Campo.

c) A área de desenvolvimento é originalmente proposta quando da submissão do RFAD, sendo aprovada de forma definitiva SOMENTE quando da aprovação do PD;

A Petrobras entende que o Plano de Desenvolvimento – que, segundo regramento vigente, deve ser apresentado dentro de 180 dias da Declaração de Comercialidade, com o detalhamento do modo em que se dará a produção do Campo proposto – não é o instrumento apropriado à delimitação de um campo. Assim, pelo racional da Lei nº 9.478/97, extrai-se que o Campo é proposto quando da Declaração de Comercialidade e o momento para o Regulador verificar tal delimitação do Campo, a partir de critérios técnico-geológicos, seria quando da aprovação da submissão da Declaração de Comercialidade e aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descoberta.

Nesse sentido, este próprio relatório da AIR reforça, em seção subsequente, que o PD é o principal instrumento de planejamento do desenvolvimento e da produção de um campo, e não de sua delimitação, responsável por descrever o projeto da área do campo, as instalações a serem implantadas, em razão da curva de produção de fluidos prevista, com as diretrizes de segurança e meio ambiente para a implantação, a operação e a desativação do sistema de produção e escoamento.

De se ressaltar, inclusive, que como qualquer instrumento de planejamento, o PD sofre constantes revisões de modo a melhor otimizar a produção do campo. Sendo assim, é possível que um projeto seja contemplado com uma única unidade de produção e, em vista do aumento da expectativa de produção, tenha de adquirir outras unidades ou, ao contrário, se reduzida a curva de produção estimada tenha de reduzir o número proposto ou implantado de unidades de produção. Tal mutabilidade, portanto, reforça a leitura que a Indústria tem no sentido de que é a Declaração de Comercialidade o momento da delimitação do campo por trazer a perenidade necessária a um projeto de exploração e produção de hidrocarbonetos, sem que o campo seja desmembrado ou unificado ao longo de sua vida produtiva.

É inerente que a decisão do investidor quanto à declaração de comercialidade de um campo, em vista do elevado risco e da vultosa soma de investimento envolvido no projeto, tenha igualmente um racional econômico. Este racional que subjaz à decisão do Concessionário é extraído, inclusive, do conceito legal de “Descoberta Comercial” a que se refere o art. 6º, inc. XVIII, da Lei nº 9.478/97, qual seja: “descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos e na produção”. Na mesma linha, os contratos de E&P celebrados entre concessionários/contratados e a ANP garantem o retorno desses investimentos, os quais são calculados quando da apresentação da DC. Portanto, alterar significativamente as bases que fundamentaram a taxa interna de retorno do Concessionário em momento posterior à aprovação da DC – tal como proposto – subverte o seu resultado e toda a proteção ao investidor dada pela lei.

Portanto, a manifestação da ANP sobre os limites da área do campo proposto pelo Concessionário/Contratado deve necessariamente ocorrer em momento anterior ao PD, quando da aprovação do RFAD, tendo em vista as questões econômicas ponderadas (sobretudo o retorno dos investimentos) para decidir acerca da Declaração de Comercialidade. A DC é uma decisão do Concessionário, tomada com base nos PAD já devidamente aprovados pela ANP, e irá pautar todos os investimentos a serem realizados na área. A ANP deve se manifestar acerca dos contornos da área que o Concessionário pretende desenvolver e produzir no momento de análise e aprovação do PAD.

Admitir que a ANP desconsidere a DC e promova alterações na definição da área a ser explorada pelo Concessionário na aprovação do PD traz enorme insegurança jurídica e transmuda a DC num "cheque em branco" assinado pelo Concessionário.

d) Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo.

O pagamento de participação especial consiste, em realidade, em uma consequência da produção de um campo (compensação constitucionalmente garantida aos entes federados pela extração de um recurso natural qualificado com bem público). Não se admite, contudo, que tal consequência seja utilizada como critério para delimitação de campo cuja única diretriz conferida pelo art. 6º, inc. XIV, da Lei nº 9.478/97 foi o viés geológico.

	<p>Note-se que a ANP, enquanto Agência Reguladora, não possui dentre as suas finalidades legais estabelecidas pela Lei 9.478/97 a função arrecadatória, de modo que não lhe é permitido pela lei pautar sua conduta, tomar decisões nem editar atos normativos com o intuito de maximizar o recolhimento de receitas. Assim, qualquer atuação da ANP com o objetivo meramente de aumentar a arrecadação traduz clara situação de desvio de finalidade.</p> <p>Também em relação aos conceitos trazidos ao final desta seção, a Petrobras entende que estes são inapropriados para fins de delimitação de campo. Os dois únicos critérios para a definição de um campo, segundo a Lei nº 9.478/97, são os seguintes: (1) continuidade da fase de hidrocarboneto e (2) sobreposição de reservatórios. Os outros critérios citados pela ANP nesta seção do relatório (mesma unidade geológica, mesma UEP ou mesmo PAD) não devem ser considerados para fins de definição de Campo, pois: (i) a justaposição de duas unidades geológicas distintas pode constituir uma única acumulação caso o hidrocarboneto esteja em fase contínua; (ii) a decisão de ter uma UEP exclusiva depende do porte da acumulação, portanto uma UEP pode ser compartilhada por duas acumulações de um mesmo campo ou de dois campos distintos, na linha inclusive de regulação da ANP existente sobre o tema; (iii) mesmo se duas acumulações forem oriundas de um mesmo PAD, mas existir desconexão hidráulica entre elas, poderão constituir campos distintos; (iv) se uma acumulação se estender além da área do PAD pode ser necessária individualização da produção, caso envolva regimes de contrato ou operadoras distintas.</p> <p>A Petrobras entende, portanto, que se faz necessário sanear os vícios identificados para que esta AIR atenda efetivamente sua finalidade prevista na Leis 13.848/19 e 13.874/19 e no Decreto 10.411/2020 que regulamenta este procedimento.</p>
Seção III.	<p>Nesta seção, a ANP arrola no histórico do problema regulatório, as controvérsias envolvendo os Campos de Tupi e Cernambi, Baúna e Piracaba, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça, e afirma que “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.</p> <p>Apenas a título de esclarecimento, e com vistas a evitar incorretas interpretações sobre tais precedentes, é preciso pontuar, primeiramente, que o objetivo do Plano de Avaliação de Descoberta é o de avaliar uma ou mais descobertas na área concedida/contratada e, com base em tal avaliação, analisar sua economicidade para que tal descoberta possa, eventualmente, ser considerada técnica e economicamente viável e passe a ser considerada uma jazida. Não há qualquer elemento legal que indique que, na hipótese de tais descobertas decorrerem de um mesmo PAD, estas devam originar um único campo. E nem poderia ser diferente, sob pena de desvirtuar o caráter embrionário do PAD e os contornos geológicos que o art. 6º, inc. XIV, da Lei nº 9.478/97 confere ao Campos, mais precisamente, sobre a existência ou não de reservatórios contínuos ou sobreposição, em caso de descontinuidade hidráulica entre distintos reservatórios. Ressalte-se que o PAD foi um instrumento criado pela ANP em momento posterior à promulgação da Lei nº 9.478/97. Nesse sentido não é razoável admitir que um plano, criado pelo órgão regulador, seja imposto como um critério adicional às definições de campo previstas em lei, sem nenhuma previsão ou espaço para tal incremento à lei. Esse tipo de proposição sugere uma atuação casuística do Regulador, altamente impactante para aos projetos de E&P. Desse modo, nos parece incorreta a assertiva quanto à existência de uma divisão da área de um mesmo PAD.</p> <p>Adicionalmente, é preciso destacar que os casos mencionados contam com outros elementos não trazidos à baila, tal como a aceitação da DC pelo regulador, elaborada pelo concessionário/contratado considerando os critérios geológicos, e a aprovação do RFAD quando do momento oportuno. Tal entendimento é inclusive corroborado em trecho a frente deste relatório da AIR no qual se afirma que a aprovação do RFAD confere efetividade a declaração de comercialidade feita unilateralmente pelo concessionário/contratado; de modo que nos pareceu inadequada a intervenção regulatória nestes</p>

	<p>casos com a determinação de agrupamento de reservatórios com base em critérios outros que não geológicos, como determinado pelo conceito legal.</p> <p>Outrossim, em razão dos vícios conceituais nos critérios para delimitação de campo trazidos neste relatório, como destacado em comentários à Seção II, entende-se que, na hipótese de se concluir pela necessidade de revisão da RANP 17/2015, e caso este instrumento traga os critérios sugeridos no referido relatório, o objetivo de se evitar futuras controvérsias sobre a questão restará potencialmente prejudicado.</p> <p>Releva notar que na identificação de atores e grupos afetados pelo problema regulatório, o relatório da AIR destaca, além das próprias concessionárias, os entes federados; e assim justifica pelo fato de a eles serem devida a compensação financeira extraordinária decorrente de campos com grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Conforme comentado em relação à seção anterior do relatório, esta compensação é uma consequência/contrapartida pela produção de hidrocarbonetos extraída pelo investidor do Campo delimitado, e não pode ser arrolada como critério à delimitação do Campo, sob pena de, em procedendo dessa maneira, a ANP desvirtuar-se do conceito geológico trazido pelo legislador e da finalidade constitucional desta compensação, ademais de manifestar uma preocupação arrecadatória que não condiz com a atribuição definida em lei para esse Regulador. Desse modo, nos parece incorreto o enquadramento dos entes como grupo afetado ao problema regulatório, mas tão somente às concessionárias que buscam previsibilidade e segurança a seus projetos exploratórios.</p>
Seção IV	<p>Inicialmente, no que tange às estipulações contratuais, o contrato de concessão, alinhado à sistemática da lei nº 9.478/97, define como “Opção do Concessionário” a decisão de encaminhar a DC pela simples razão de que há questões econômicas a serem ponderadas para se tomar tal decisão, em linha com o conceito de Descoberta Comercial a que se refere o art. 6º, inc. XVIII, da Lei nº 9.478/97, qual seja: “descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos e na produção”. Neste sentido, o “retorno dos investimentos” constante do dispositivo corresponde à Taxa Interna de Retorno (“TIR”), que será avaliada no caso concreto.</p> <p>Assim, se o projeto previsto tiver uma TIR favorável, é porque o investidor classificou o investimento como razoável e, por isso, pode entrar na carteira de seus possíveis investimentos. Alterações nas bases que fundamentaram a TIR do concessionário representam uma subversão do resultado da DC, que é um elemento de exclusiva definição pelo concessionário, a não ser que inexista o racional técnico que fundamente a DC então apresentada pelo agente.</p> <p>Outrossim, não há dúvidas de que o Contrato de Concessão, ademais de atestar a prerrogativa do Concessionário para apresentar a DC, permite que o Concessionário apresente mais de uma Declaração de Comercialidade por Bloco, como indica expressamente a atual Cláusula Oitava do Contrato de Concessão da 17ª Rodada.</p> <p>Ademais, pontua a ANP, nesta seção do relatório desta AIR, que a RANP 845/21 já estabelece de forma clara que a aprovação do RFAD pela Agência não implica em antecipação da delimitação da área do campo e que tal definição só ocorre quando o PD é aprovado. Contudo, a Resolução em questão, em seu art. 27, inovou completamente em relação ao que se verifica na legislação vigente, extrapolando sua função regulamentar. Isso porque a ANP deve efetuar a regulação (seja na elaboração das resoluções, seja na elaboração dos contratos) de acordo com os limites e parâmetros fixados pela legislação, sem criar obrigações e definições que não se coadunam com a legislação vigente, o que não ocorreu no presente caso. Estas mesmas considerações se aplicam à definição de “área do campo” trazida pelo contrato de concessão da 17ª Rodada.</p>

	<p>Cabe acrescentar, ainda, que o mencionado art. 27 não constava da versão da minuta que foi objeto de Consulta Pública, tendo sido incluído pela ANP ao “apagar das luzes”, no momento da publicação da resolução, sem compartilhar a pretensão de fazer constar tal dispositivo, em clara violação ao artigo 9º da Lei 13.848/2019 e do artigo 19 da Lei 9.478/1997</p>
Seção VII.	<p>Esta seção do relatório disserta sobre as alternativas identificadas pela ANP para a regulação ora proposta, trazendo como fundamento legislações estrangeiras, na tentativa de legitimar a adoção pela ANP de outros critérios que não o geológico para fins de delimitação de Campo de Petróleo e Gás Natural no Brasil.</p> <p>A Petrobras vislumbra, no entanto, dois óbices nesta seção. O primeiro diz respeito à impossibilidade jurídica de tal transplante mais abrangente de regimes estrangeiros que extrapolem da competência regulatória conferida pelo legislador brasileiro (leia-se: diretrizes da Lei nº 9.478/97); e o segundo toca à própria interpretação dada pela ANP a tais regramentos estrangeiros.</p> <p>O primeiro modelo arrolado é o colombiano. Note-se que a definição de campo neste modelo também segue parâmetro geológico e não prevê a possibilidade de a autoridade regulatória alterar o desenho dos campos para fins arrecadatórios. Não se presta, portanto, a fundamentar uma interpretação extensiva da ANP que permita, na realidade brasileira, e à luz do conceito legal de campo existente, utilizar-se de critério econômico (ou de retorno de Participação Especial) para fins de proposição de delimitação de campo distinta da proposta na DC.</p> <p>Em relação a citada legislação do Reino Unido, a posição atual do Departamento de Petróleo e Gás é que o limite de um campo deve ser traçado somente de acordo com critérios geológicos, para que o campo possa ser definido como uma "single geological petroleum structure".</p> <p>O Infrastructure Act, de 2015 passou a veicular uma redação no sentido da necessidade de haver cooperação entre regulado e agente regulador. A legislação incentiva a cooperação entre os concessionários, que deve inclusive ser facilitada pelo Secretário de Estado. Além disso, a mudança dos limites do campo somente poderia ser realizada pelo Concessionário, jamais pelo agente regulador. Destaque-se que o Petroleum Revenue Tax mencionado pela ANP foi extinto em 1993 e não mais subsiste, o que torna desnecessário o debate sobre o mesmo.</p> <p>No caso da regulação norueguesa, a definição da production área não constitui base legal para a unificação de campos. Não há previsão para unificação de campos pela autoridade regulatória. Nesse sentido, o fato de um 'campo' ser desenvolvido através do uso da infraestrutura de outro campo não resultará em que esses campos separados sejam considerados um único campo, de acordo com o Petroleum Act ou com os Regulamentos aplicáveis. Ademais, a incidência de tributos sobre a produção de E&P ocorre sobre o lucro da empresa. Tanto é assim que não há uma definição legal de campo, simplesmente porque tal definição seria juridicamente inócua. O petroleum tax se aplica ao total de receitas de E&P do concessionário e não há nenhuma relação entre pagamento de petroleum tax e limites determinados para um campo, sendo irrelevante a separação ou unificação de campos para esse efeito.</p>
Seção VIII.	<p>Esta seção identifica as alternativas regulatórias e os possíveis impactos de cada. Sem prejuízo dos argumentos acima trazidos que atentam para a existência de vícios estruturas nesta AIR, a Petrobras entende que a Alternativa Regulatória nº 1 apresentada nesta seção é a mais adequada por (i) encontrar amparo no conceito geológico de Campo previsto no art. 6º, inc. XIV, da Lei nº 9.478/97, e por (ii) trazer as definições de reservatórios contínuos e a profundidades variáveis tal como sugerido na TPC 9/2018, com base nas melhores práticas da Indústria do Petróleo, e com vistas a minimizar incertezas de parte do regulado e regulador, além de (iii) dar o correto enquadramento ao compartilhamento de instalações no sentido de que não devam ser considerados no processo de delimitação de campo.</p>

Como se destacou anteriormente, quando da elaboração de um PAD, não se tem a certeza sobre os reservatórios, constatando-se, apenas ao término da avaliação, os contornos das estruturas avaliadas. É perfeitamente possível, portanto, que ao final desse Plano o concessionário/contratado constataste que se trata de estruturas adjacentes, com proximidade geográfica, porém sem conexão hidráulica entre as acumulações de hidrocarbonetos, o que claramente legitima a existência de distintas declarações de comercialidade. Ademais, não se vislumbra no referido dispositivo legal nenhuma orientação no sentido de que o PAD sirva de critério para agrupamento de reservatórios geologicamente distintos, este sim critério previsto no art. 6º, inc. XIV, da referida Lei.

Tampouco pode-se aceitar alternativa regulatória que contemple o compartilhamento de infraestrutura como critério para delimitação de campo, pois, conforme acima destacado, este critério não foi contemplado na Lei nº 9.478/97 como delimitador de um campo de petróleo e gás natural.

Com efeito, os investimentos em infraestrutura de produção, escoamento e processamento de óleo e gás são caracterizados pelos custos elevados, economia de escala significativa e pela irreversibilidade dos investimentos. Além disso, tais equipamentos são normalmente projetados para uso exclusivo de atendimento a demanda de pico de produção ou próxima dele. Portanto, é natural que exista capacidade disponível nestes equipamentos após alguns anos de produção.

Nesse sentido, ademais de evitar a ociosidade desses equipamentos, o compartilhamento permite a otimização do emprego do capital e a maximização dos resultados dos ativos, em linha com as diretrizes previstas em lei de aproveitamento racional das fontes de energia, com maior proteção do meio ambiente e com a viabilização, muitas vezes, do desenvolvimento de acumulações marginais de petróleo e/ou gás; como consequência de uma maior receita líquida da produção, tem uma maior arrecadação de participações governamentais e tributos.

Portanto, o compartilhamento de infraestrutura traduz a lógica econômica dos projetos de E&P - possibilita maximizar os resultados dos ativos - e operacional – pois viabiliza o desenvolvimento destes projetos de forma mais otimizada, condizente ao artigo 44 da Lei nº 9.478/975, que prevê a adoção das melhores práticas da indústria na condução das atividades de E&P e, em linha com o artigo 1º da mesma Lei, que dispõe sobre os objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia. Não por outra razão, o contrato de concessão e resoluções da ANP claramente autorizam a existência de compartilhamento de unidades de produção entre campos distintos, a critério do contratado, sem distinção de tais campos distintos decorram de um mesmo contrato de E&P ou de contratos diversos, mantendo-se, em qualquer destes cenários, a individualidade de cada campo.

Além disso, o compartilhamento de infraestrutura segue as diretrizes emanadas por órgãos ambientais. Nesse sentido, o Termo de Referência para licenciamento de projeto de E&P Offshore emitido pelo IBAMA destaca exigências quanto ao planejamento de estruturas submarinas visando menor incidência de impactos sobre corais de águas profundas. Como parte do processo de licenciamento ambiental das atividades de E&P, é exigida a comparação com alternativas possíveis ao projeto (Capítulo “Análise de alternativas” constante do EIA –Estudo de Impacto Ambiental).

Nesse sentido, a centralização da produção através de uma única UEP entre campos geologicamente distintos decorrentes de um mesmo contrato seria a condição de menor incidência de impactos ambientais efetivos e potenciais e traz inúmeras vantagens de ordem ambiental, tais como: (i) capacidade de armazenar grandes volumes de óleo, maior flexibilidade para drenagem do reservatório, casco duplo, permitindo maior segurança operacional, além da facilidade de deslocamento e instalação; (ii) uma única UEP ancorada e conectada às estruturas submarinas de produção resulta em menor área de

	<p>interação física com o meio ambiente, reduzindo potencial impacto a bancos de corais; (iii) redução do número e frequência de operações de risco: transferência de combustível (para abastecimento de equipamentos da plataforma), de instalações e manutenções submarinas e operações de offloading, (iv) redução de emissões atmosféricas (menos equipamentos dependentes de combustíveis) e da geração de resíduos sólidos e efluentes; (v) redução da frequência de interação com organismos marinhos (peixes, aves, cetáceos e quelônios); (vi) redução no trânsito de embarcações de apoio (transporte de víveres, pessoas, peças e equipamentos, recolhimento de resíduos, etc.). Pelas razões expostas, o compartilhamento de infraestrutura não pode ser utilizado como critério para agrupar campos delimitados de forma separado, porquanto geologicamente distintos (desconectados hidráulicamente e sem superposição vertical, que, por conseguinte, justificam projetos distintos), devendo na verdade ser uma prática altamente encorajada pela ANP.</p> <p>O relatório da AIR destaca, como problemas desta alternativa, entendimentos/pareceres já proferidos da ANP que consideram o compartilhamento de infraestrutura no processo de delimitação de campo e possível perda prospectiva de PE.</p> <p>A Petrobras entende, contudo, que nenhum destes configuram efetivos problemas, a considerar, primeiramente, a possibilidade de evolução regulatória do entendimento do regulador sobre determinado tema e a vedação de órgãos reguladores de fincarem ações com viés arrecadatório, sob pena de configurar captura e por em cheque sua necessária independência e imparcialidade para regular determinado setor da economia.</p>
Seção IX.	<p>Conforme fundamentado, a Petrobras atenta para os vícios desta AIR que a impedem de atender a sua finalidade legalmente prevista, além dos impactos negativos ao setor petrolífero e atratividade para projetos de E&P no Brasil em caso de prevalência de conceitos por ela trazidos.</p> <p>Desse modo, a Petrobras entende que esta AIR merece ser reavaliada para que possa endereçar adequadamente a revisão da Resolução ANP 17/2015.</p> <p>Sem prejuízo do acima exposto, a Petrobras apresenta, de antemão, comentários específicos sobre os artigos incluídos pela ANP nesta seção do relatório da AIR, com sugestões de supressão ou de alteração destes dispositivos, com a respectiva justificativa, conforme segue:</p> <p>Art. 5º, II – supressão. <u>Justificativa:</u> a Petrobras entende, pelos fundamentos já aduzidos, que o compartilhamento de infraestrutura não deve ser considerado como critério de agrupamento de reservatórios. Por tal racional, sugere-se a supressão deste inciso que faz referência a tal lógica que se destoa do critério geológico legal de Campo.</p> <p>Artigo 6º – alteração. <u>Redação proposta pela Petrobras:</u> A definição dos limites da área do campo ocorrerá no momento da submissão da DC. <u>Justificativa:</u> Entendemos que a redação tal como proposta no relatório da AIR está desassociada dos conceitos e lógica regulatória trazida pela Lei n. 9.478/97, ademais de gerar enorme insegurança jurídica ao investidor ao perpetuar o momento da delimitação do campo.</p> <p>Artigo 7º, §§ 1º a 4º - supressão. <u>Justificativa:</u> A Petrobras entende que a manifestação da ANP sobre os limites da área do campo proposto pelo Concessionário/Contratado deva ser, necessariamente, anterior ao PD, no momento da submissão da DC e da aprovação do RFAD.</p>

Artigo 8º, §1º - alteração.

Proposta de redação Petrobras: No caso de reservatórios contínuos distintos a profundidades variáveis cujas projeções horizontais de suas envoltórias de máxima extensão se intersectem, a área proposta deverá abranger a máxima extensão da envoltória de intersecção destes reservatórios.

Justificativa: A Petrobras sugere a supressão do trecho "ou cuja separação ocorra apenas devido à presença de falhas", na medida em que pode haver falhas de grande rejeito entre reservatórios descontínuos e sem superposição vertical, que estejam a grandes distâncias, devendo, portanto, constituir campos distintos.

Artigo 8º, §2º – alteração.

Proposta de redação Petrobras: No caso de reservatórios contínuos distintos cujas projeções horizontais de suas envoltórias de máxima extensão não se intersectem, poderão ser tratados como dois campos, a critério do Operador. Justificativa: Sugestão visa resgatar a lógica legal-regulatória quanto à prerrogativa do Concessionário/Contratado declarar a comercialidade de um campo conforme premissas técnicas, jurídicas e econômicas.

Artigo 8º, § 2º, I – supressão.

Justificativa: O critério de compartilhamento de instalações não deve ser utilizado como base para a definição de campos de petróleo. Exemplo disso é o campo de Baleia Anã, o qual se enquadra no critério de reservatório contínuo distinto a profundidades variáveis, é oriundo do mesmo contrato de concessão que o campo de Jubarte e compartilha uma unidade de produção comum (FPSO P-58). Mesmo assim, a ANP entendeu se tratar de dois campos distintos. A unificação dos campos seguindo o critério de compartilhamento de unidade de produção, poderia acarretar uma extensa área retida sem previsão de produção. Quando a Lei do Petróleo diz: "...abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção;" significa que um campo de petróleo deve abarcar não só os reservatórios (contínuos ou a profundidades variáveis), mas também as instalações de produção (poços, linhas, risers, uep etc.) e não o contrário (as instalações abarcarem os reservatórios conectados a elas).

Parece claro que o legislador ao redigir tal definição teve a intenção de estabelecer que um campo de petróleo deveria ser composto não só pelos reservatórios, contínuos ou a profundidades variáveis, mas também deveria abranger as instalações de produção. O contrário, as instalações de produção abrangendo reservatórios contínuos ou a profundidades variáveis, parece não encontrar nenhum sentido ou respaldo no conceito definido pela lei, subvertendo de maneira impactante os resultados da aplicação da mesma.

Artigo 8º, § 2º, II – supressão.

Justificativa: as declarações de comercialidade dentro de um mesmo PAD podem ocorrer em datas distintas e serem referentes a reservatórios contínuos distintos cujas projeções horizontais de suas envoltórias de máxima extensão não se intersectem. Desta forma, devem poder ser tratados como campos distintos, a critério do Operador. Adicionalmente, a depender da área do PAD e da distância entre os reservatórios distintos descobertos, pode ocorrer extensa área retida sem previsão de produção.

Artigo 8º, §3º - supressão.

Justificativa: O PAD não deve ser critério para a determinação de um campo, por não ser contemplado na sistemática da Lei 9.478/97. O PAD serve única e exclusivamente para a avaliação de uma descoberta. Ademais, funciona como insumo

	<p>para a análise de economicidade para que tal descoberta possa, eventualmente, ser considerada técnica e economicamente viável e passe a ser considerada uma jazida.</p> <p>Artigo 10º, § 1º - supressão. <u>Justificativa:</u> Os upsides exploratórios podem ocorrer sobrepostos aos reservatórios com previsão de desenvolvimento. Adicionalmente, a decisão pelo investimento adicional em área de campo deve ser facultada ao Operador. Isso porque o advento de novas tecnologias traz a possibilidade cada vez maior de avaliações conclusivas sobre upsides exploratórios sem a necessidade de perfuração de poço, havendo necessidade de serem prescritos nas atividades conclusivas para tais upsides exploratórios.</p> <p>Área do campo – alteração. <u>Proposta redação Petrobras:</u> Área circunscrita pelo polígono que define o campo por ocasião da aprovação de seus limites constantes da Declaração de Comercialidade. <u>Justificativa:</u> ajuste feito para adequar o conceito à lógica regulatória trazida pela Lei n. 9.478/97.</p> <p>Projeto de desenvolvimento conjunto – supressão. <u>Justificativa:</u> uma vez que a Petrobras considera ilegal o critério de sistema de produção compartilhado para definição de campo único, não vislumbramos sentido para esta definição.</p> <p>Upside exploratório – alteração. <u>Justificativa:</u> feição geológica para a qual se estima, com base nos dados coletados na área e nas proximidades, a ocorrência de volumes de hidrocarbonetos. <u>Justificativa:</u> a definição do projeto de produção se dará após a avaliação do upside exploratório, independente da utilização de um sistema de produção único ou compartilhado.</p> <p>Reservatório contínuo – alteração. <u>Proposta de redação Petrobras:</u> Jazida declarada comercial com características geológicas semelhantes, em profundidades semelhantes e em comunicação hidráulica pela fase óleo ou pela fase gás. <u>Justificativa:</u> recomenda-se redação idêntica a já proposta pela Petrobras na Tomada Pública de Contribuições 9/2018, que contou com igual embasamento técnico.</p>
--	--

Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro	
Consulta Pública sobre o Relatório de Análise do Impacto Regulatório (AIR) da seção sobre delimitação da área do campo da revisão da Resolução ANP n° 17/2015.	
SEÇÃO DO RELATÓRIO	COMENTÁRIO
	Inicialmente, a Procuradoria de Petróleo, Gás Natural e Outros Recursos Naturais - PG18, no âmbito da Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro, gostaria de cumprimentar a ANP pela promoção da Consulta e Audiência Pública n.º 26/2021 do relatório de AIR N° 1/2021/SDP/ANP-RJ, com o objetivo de colher subsídios para o aprimoramento contínuo da seção sobre delimitação da área do campo da RANP n° 17/2015.

<p>N/A</p>	<p>Não obstante o anterior, também gostaríamos de chamar a atenção para a prejudicialidade da presente manifestação, ante a ausência de acesso das contribuições realizadas pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), pelas operadoras (Petrobrase Eneva), e a empresa de consultoria DeGolyer and MacNaughton – D&M, quando da realização da TPC 09/2018, nas quais foram baseadas as propostas de alteração da RANP nº 17/2015 constante no AIR sob consulta; quer seja pela expiração do link de acesso via página da ANP na internet (verifica-se que as informações não estão disponíveis quando se acessa o sítio: http://www.anp.gov.br/consultas-audienciaspublicas/370-tomada-publica-de-contribuicoes/4961-tomada-publica-campo-petroleo-gas-natural), quer seja via SEI (processos administrativos 48610.221417/2021-95 e 48610.012670/2018-54).</p> <p>Neste último sistema, os aludidos documentos estão, inclusive, classificados como sigilosos. Ou seja, todas as contribuições recebidas e relacionadas ao objeto e aos objetivos da TPC que foram consideradas válidas e submetidas à avaliação interna da Agência, não estão disponíveis no portal da Agência para apreciação), o que interfere na análise das propostas realizadas pelas referidas entidades e sua utilização pela ANP para a execução da revisão da RANP 17/2015.</p> <p>A PG-18 foi criada com o objetivo principal de atuar na “tutela dos direitos do Estado do Rio de Janeiro relacionados à atividade de exploração e produção de petróleo, gás natural e “outros recursos naturais”, considerando a importância estratégica desse setor para o desenvolvimento a economia, bem como a necessidade de dar um tratamento jurídico adequado às demandas que envolvem receitas tão importantes para as finanças do Estado.</p>
<p>III. Estudo do Problema; III.1. Histórico; e IV. Participação Social.</p>	<p>Em relação ao tema da Consulta e Audiência Pública n.º 26/2021, ressaltamos a ausência de pesquisas filiadas à perspectiva econômica no relatório da AIR N.º 1/2021/SDP/ANP-RJ, no âmbito da alteração normativa que visa reformar. Embora tenha identificado o “Pagamento de Participação Especial devida pelos contratados nos casos de campos de grande rentabilidade conforme Decreto 2705/98” como problema regulatório (item IV), não trouxe subsídios que sustentem a sua observância nos estudos técnicos da Agência – ao menos que estejam em outro documento sigiloso, do qual não tivemos acesso.</p> <p>Como bem foi colocado pela área técnica da ANP, o principal (e talvez único) motivo para as empresas petrolíferas (especialmente a PETROBRAS) discutir a delimitação do campo envolve um interesse meramente econômico de evitar ou diminuir o pagamento da Participação Especial. Assim sendo, faz-se necessário que conste no AIR, a análise do impacto econômico da medida, ou seja, <u>entre os custos regulatórios</u>, a estimativa dos custos, diretos e indiretos, identificados com o emprego da metodologia específica escolhida para o caso concreto, que possam vir a ser incorridos pelos agentes econômicos, precisamente quanto as empresas de fato economizariam e quanto os entes federativos poderiam perder na arrecadação de participação especial com a utilização de cada um dos cenários apontados.</p> <p>É importante que fique evidenciado o valor financeiro envolvido em uma possível adoção de uma interpretação restritiva do conceito de campo constante da Lei do Petróleo e se isso realmente poderia, de algum modo, inviabilizar uma maior participação da iniciativa privada e a viabilidade comercial de um campo definido na forma dos três cenários apontados.</p>
	<p>Quando da proposição e da análise das alternativas regulatórias possíveis, é exposto no relatório desta AIR que foram consideradas as contribuições das 4 entidades que participaram da TPC 09/2018, cujo resultado serviu de base para o desenvolvimento da presente ação.</p>

<p>VIII. Avaliação das Alternativas.</p>	<p>Dentre tais contribuições, aquelas originadas na Petrobras e no IBP fazem especial menção a comunicação hidráulica da rocha reservatório como um fator importante para a definição de um reservatório contínuo. As referidas entidades, conforme expresso na nota técnica 107/2020/SDP/ANP-RJ (relativa a TPC 09/2018), indicam que o reservatório contínuo “é jazida comercial com <u>características geológicas semelhantes</u>, em <u>profundidades semelhantes</u> e em <u>comunicação hidráulica pela fase óleo ou pela fase gás</u>, o que indica que não haveria impeditivo de caracterização de reservatório contínuo, caso houvesse continuidade hidráulica em pontos relacionados somente uma das fases.</p> <p>Diferentemente do que foi sugerido pelas entidades, todas as alternativas regulatórias apresentadas pela ANP, e ditas embasadas por aquela nota técnica, sugerem que a definição do termo “reservatório contínuo” seja “<i>são aqueles que têm todos os seus pontos comunicados hidraulicamente na fase de hidrocarbonetos</i>”.</p> <p>Ao utilizar o termo “todos os seus pontos”, a definição se torna extremamente restritiva, uma vez que reservatórios cuja comunicação hidráulica ocorra somente em uma das fases de hidrocarbonetos (fase óleo ou fase gás) ou que em algum ponto não apresente comunicação hidráulica comprovada não seriam considerados reservatórios contínuos.</p> <p>Ademais, é importante destacar que, apesar da disponibilidade de avançadas tecnologias de investigação em subsuperfície, a comunicação hidráulica de um campo é uma característica de difícil determinação e comprovação. Como bem exposto pela equipe desta SPD na Nota técnica 107/2020/SDP/ANP-RJ, atualmente, as operadoras ainda se defrontam com casos em que, mesmo na fase de produção (fase esta posterior a todo o processo de definição do campo), não foi possível comprovar a comunicação hidráulica em todos os pontos de um campo.</p> <p>Posto isso, acreditamos que a definição de reservatório contínuo evidenciada em todas as alternativas regulatórias, em especial na alternativa N° 3 (que é considerada como base para a minuta de revisão da RANP 17/2015), poderia, ao contrário do que se pretende, gerar mais casos de arbitragens e disputas entre os atores da indústria de óleo e gás.</p> <p>Assim sendo, recomendamos que seja retirado o termo “todos” da definição proposta para reservatório contínuo, passando a mesma a apresentar a seguinte redação: “<i>Reservatório Contínuo: extensão máxima de um reservatório que contenha hidrocarbonetos e possuam pontos que estejam em comunicação hidráulica pela fase de hidrocarbonetos, seja na fase óleo, seja na fase gás</i>”.</p> <p>Importante registrar que o conceito de contínuo exige que seja algo que não se divide. Exigindo-se que uma comunicação hidráulica em todos os pontos é afastar a possibilidade de continuidade quando a comunicação hidráulica ocorre em alguns pontos.</p> <p>A redação aqui sugerida evita que reservatórios que possuam alguma comunicação hidráulica, seja na fase óleo, seja na fase gás, tenham que ser objetos de campos distintos. E também evitaria que haja grande discussão sobre a inexistência de comunicação hidráulica em algum ponto, o que poderia impactar na discussão de ter que ser um ou mais campos.</p> <p>Ademais, ainda em relação a esse ponto, é válido registrar que não foi definida na AIR as possibilidades de definição do que foi definido como “<u>características geológicas semelhantes</u>” ou <u>profundidades semelhantes</u>.</p>
	<p>Iniciando pela análise da proposta de regulamentação, verifica-se a seguinte redação do inciso II do art. 5º:</p> <p>Redação proposta no RAIR: <i>Art. 5º O plano de desenvolvimento deverá contemplar todas as jazidas contidas:</i></p>

<p>IX. Conclusão e Estratégia de Implementação, fiscalização e monitoramento.</p>	<p><i>I - no campo ou área de desenvolvimento ao qual se refere, no caso de PD específico de um campo ou área de desenvolvimento;</i> <i>II - em todos os campos ou áreas de desenvolvimento ao qual se refere, no caso de PD integrado, conforme art. 13; ou</i></p> <p>Contudo, uma simples análise do AIR demonstra que não há qualquer indicação de proposta de art. 13, muito menos menção ao que se entende por PD integrado ou até mesmo PD específico. Pelo contexto, a referência ao art. 13 não é ao art. 13 em vigor na Resolução ANP nº 17/2015 ou mesmo na Resolução ANP nº 845/2021.</p> <p>Ao que parece, a ANP já tem pronta uma minuta de Resolução que é mais ampla do que o que foi informado no AIR e, possivelmente, inclui uma nova redação de art. 13 não divulgada.</p>
<p>IX. Conclusão e Estratégia de Implementação, fiscalização e monitoramento.</p>	<p>De acordo com a Nota Técnica n.º 103/2014/SDP, os critérios para a delimitação de um campo devem ser o jurídico (mesmo Bloco/Contrato), o geológico (estratigrafia e estruturas geológicas), o econômico (compartilhamento de instalações e facilidades), o geográfico (terra ou mar) e o fiscal (aumento da arrecadação das participações governamentais). Contudo, o aspecto econômico e fiscal foi excluído da nova proposta de regulamentação, o que iria de encontro com a Lei do Petróleo. Nesse sentido, nos manifestamos pela manutenção dos §§ 1º e 2º, do art. 6º, da redação vigente da RANP n.º 17/2015, mesmo que sob nova numeração.</p> <p>Redação atual da RANP n.º 17/2015: <i>Art. 6º Fica o Contratado obrigado a entregar à ANP o Plano de Desenvolvimento nos prazos estabelecidos contratualmente, de acordo com as especificações da Agência referentes a meios, formatos e procedimentos.</i> <i>§ 1º São critérios para agrupamento dos Reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos, delimitação está sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento.</i> <i>§ 2º Não será aceita pela ANP qualquer delimitação de área de Campo que, sem considerar os critérios do § 1º, cause redução do pagamento das Participações Governamentais.</i></p> <p>Redação proposta no RAIR: <i>Art. 6º A definição dos limites da área do campo ocorrerá no momento da aprovação do PD.</i> <i>§ 1º Caso seja o primeiro PD apresentado para a área, a área de desenvolvimento nele definida será transformada em um campo no momento de sua aprovação.</i> <i>§ 2º Neste caso, ao longo da Resolução o termo “campo” aplica-se à área de desenvolvimento.</i></p> <p>É importante que fique evidenciado na revisão a ser promovida na Resolução ANP que a delimitação da área de campo não pode ter por intuito apenas a redução do pagamento das Participações Especiais.</p>
	<p>A área técnica da Agência entendeu por bem propor a disciplina do requerimento de manifestação antecipada sobre a definição dos limites da área do campo pelo concessionário, ao argumento de que reduziria “incertezas durante o intervalo de tempo até a submissão e aprovação de um PD”.</p> <p>Vejamos as redações: Redação proposta no RAIR</p>

<p>IX. Conclusão e Estratégia de Implementação, fiscalização e monitoramento.</p>	<p><i>Art. 7º O contratado poderá solicitar manifestação da ANP sobre os limites da área do campo anteriormente à submissão do PD, apresentando informações sobre os reservatórios e sobre a estratégia de desenvolvimento.</i></p> <p><i>§ 1º A ANP deverá se manifestar em até 90 (noventa) dias, contados do recebimento da solicitação referida no caput. (...)</i></p> <p><i>§ 4º Em caso de alteração do conhecimento dos reservatórios e da estratégia de desenvolvimento considerados para a manifestação referida no caput, os limites da área do campo poderão ser revisados no momento da aprovação do primeiro Plano de Desenvolvimento.</i></p> <p>área do campo: <i>área circunscrita pelo polígono que define o campo por ocasião da aprovação de seus limites anteriormente à submissão do PD, ou no bojo da aprovação do plano de desenvolvimento, conforme procedimentos estabelecidos nesta Resolução;</i></p> <p>Para evitar que uma manifestação prévia e precária da ANP, sobre a delimitação do campo, antes da submissão do PD, ou, ainda, que o silêncio da Agência na aprovação prévia da delimitação da área de campo nesse prazo diminuto possa gerar uma aprovação automática, entendemos ser recomendável que fique claro que a manifestação da ANP sobre os limites da área do campo anteriormente à submissão do PD tenha um caráter meramente provisório e não vinculativo, podendo ser novamente analisado pela ANP quando da avaliação do Plano de Desenvolvimento. E que eventual silêncio não poderá ser interpretado como uma aprovação automática, mesmo que precária.</p> <p>Ressaltamos, nesse sentido, que sequer a aprovação RFAD tem o condão de constituir tal efeito, posto que está claro ele não “representará a aprovação antecipada dos elementos a serem avaliados no âmbito do Plano de Desenvolvimento, tais como a delimitação da área do campo e a aderência do projeto de desenvolvimento às melhores práticas da indústria do petróleo”. (art. 27 da RANP nº 845/2021).</p>
<p>IX. Conclusão e Estratégia de Implementação, fiscalização e monitoramento.</p>	<p>Consideramos problemática a inserção do art. 9º da proposta de revisão (“<u>a critério do operador, a área de desenvolvimento ou área do campo poderá conter mais de um reservatório contínuo a ser desenvolvido e explorado, incluindo anexação de áreas de outros campos ou outras áreas de desenvolvimento, conforme regulamentação específica</u>”).</p> <p>De acordo com o art. 8º da proposta de revisão, a área do campo deverá compreender objetivamente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) um único reservatório contínuo desde que dentro de um mesmo contrato; 2) mais de um reservatório contínuo quando preencher os requisitos previstos na proposta de agrupamento obrigatório (art. 8º, §§ 1º e 2º). <p>Porém, o art. 9º traz uma proposta de que a área do campo seja definida a critério do operador conforme regulamentação específica.</p> <p>Seria uma faculdade do operador ampliar a área do campo. Contudo, é recomendável que a disciplina dessa possibilidade seja realizada na regulamentação do Plano de Desenvolvimento e não em uma regulamentação específica que tenha que ser alvo de nova consulta pública.</p>
	<p>Consta na proposta de revisão, após as definições o seguinte texto: Redação proposta no RAIR:</p>

<p>IX. Conclusão e Estratégia de Implementação, fiscalização e monitoramento.</p>	<p>Parágrafo único. Além das definições previstas no <i>caput</i>, são supletivamente aplicáveis as definições contidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural.</p> <p>Nesse ponto, cabe destacar que tecnicamente a Lei do Petróleo não seria supletiva à Resolução, por ser ato normativo primário.</p> <p>Sugere-se a seguinte redação:</p> <p>Parágrafo único. Para os efeitos desta Resolução ficam instituídas as seguintes definições, além daquelas contidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural.</p>
---	--