

## Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

## SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

NOTA TÉCNICA Nº 30/2022/SDP/ANP-RJ

Rio de Janeiro, 8 de março de 2022.

**Assunto: Minuta de Resolução que regulamenta que dispõe sobre a definição e o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal.**

**I. OBJETIVO E CONTEXTUALIZAÇÃO**

1. Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar as motivações assim como as alterações incorporadas à minuta de Resolução que dispõe sobre a definição e o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal oriundas das contribuições recebidas na Consulta Pública e Audiência Públicas nº 17/2021.

2. A Diretoria Colegiada da ANP, por meio na Resolução de Diretoria nº 573/2021, de 30 de setembro de 2021, autorizou a realização de Audiência Pública precedida de Consulta Pública pelo período de 45 (quarenta e cinco) dias referente à minuta de Resolução que regula a definição e o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal;

3. Em atendimento às orientações constantes na Instrução Normativa nº 8/2004, de 30/02/2004 e revisada em 15/03/2011, que versa sobre os procedimentos necessários à realização de Consulta e Audiência Pública para a edição de atos regulatórios, foram tomadas as medidas abaixo relacionadas:

a) O Aviso de Consulta e Audiência Pública nº 17/2021 foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) em 04/10/2021 e divulgados no sítio da ANP na internet.

b) A Consulta Pública nº 17/2021 foi realizada de 5/10/2021 a 18/11/2021. Para as inscrições, comentários e sugestões, os interessados puderam utilizar o formulário disponível no site da ANP, o endereço eletrônico [consulta\\_audiencia\\_sdp@anp.gov.br](mailto:consulta_audiencia_sdp@anp.gov.br) ou diretamente um dos protocolos da ANP. Os modelos de formulários, bem como a minuta de Resolução e as Notas Técnicas e Pareceres que a subsidiaram, foram disponibilizados no endereço eletrônico <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/consulta-e-audiencia-publicas-17-2021>.

c) A Audiência Pública nº 17/2021 foi realizada, remotamente (online), no dia 26/11/2021, das 14 às 17 horas, com transmissão simultânea pelo Youtube.

d) Foi designada como representante da Procuradoria Geral Federal junto à ANP a Procuradora Isabela Araújo Ramos Vieira para composição da mesa durante a Audiência.

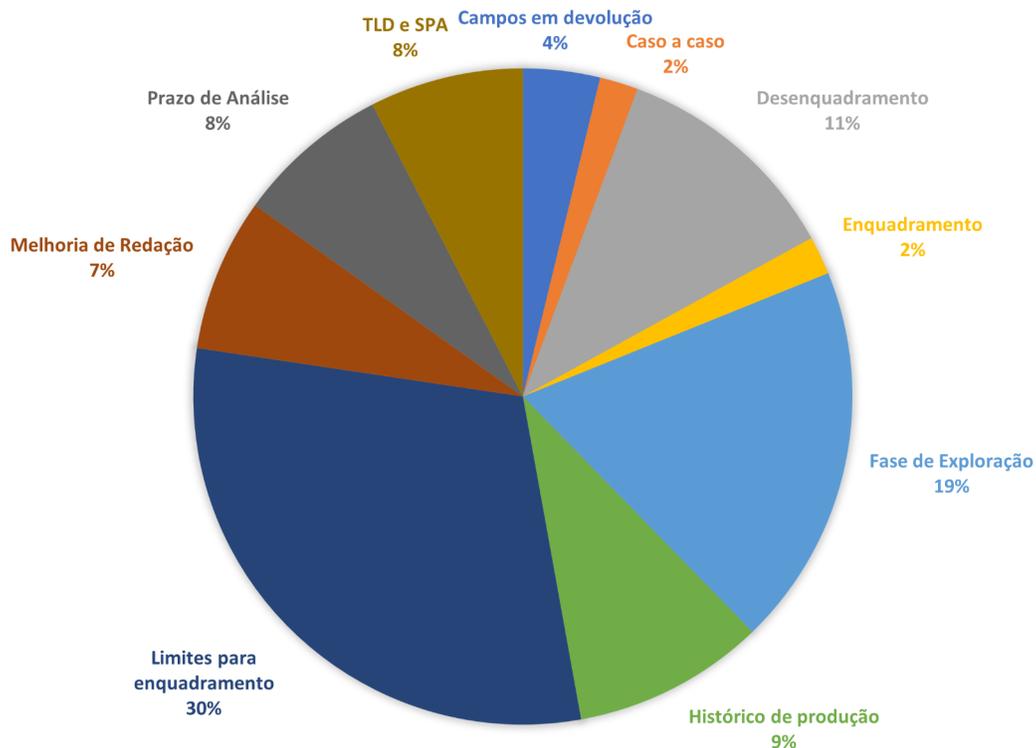
#### 4. **Consulta e Audiência Públicas**

5. Durante o período de Consulta Pública foram recebidas 53 contribuições encaminhadas por 5 instituições, incluindo empresas operadoras, representantes da indústria e consultoria. Todas as sugestões apresentadas foram analisadas pela área técnica da ANP e seu acatamento ou não justificado no documento "Análise Contribuições CP 17-2021" (1982157) a ser publicado no endereço eletrônico da ANP na internet.



6. No que diz respeito ao objeto das contribuições, é possível observar que a maior parte está relacionada aos limites utilizados para o enquadramento.

Figura 2: Distribuição das contribuições por tema.



7. A ANP realizou a Audiência Pública nº 17/2021 no dia 26 de novembro de 2021, às 14h, por meio de videoconferência, estando presentes 43 pessoas de diversas instituições e foi realizada remotamente (online) com transmissão simultânea pelo Youtube.

8. Os expositores, por ordem de inscrição foram:

- Anabal Alves dos Santos Jr. - ABPIP
- Pedro Alem Filho - IBP
- Juliana Cardoso de Lima - Shell
- Vinicius Mazzei - Shell

9. As apresentações realizadas, assim como o registro dessas manifestações feito na Súmula da Audiência (1820590) e a lista de presença encontram-se anexadas ao processo em referência.

10. Tais documentos também encontram-se disponibilizados no endereço eletrônico da ANP na internet.

## II. ANÁLISE DAS SUGESTÕES RECEBIDAS NA CONSULTA E NA AUDIÊNCIA PÚBLICAS Nº 10/2020 E ALTERAÇÕES À MINUTA DE RESOLUÇÃO

11. A análise com a fundamentação para as alterações implementadas à minuta decorrentes das sugestões recebidas no período da Consulta Pública e na Audiência Públicas nº 17/2021 é apresentada ao longo dessa Nota Técnica.

12. A seguir são abordadas as contribuições mais relevantes, agrupadas por objeto, a partir das quais foram implementadas melhorias à minuta de Resolução.

13. Para cada dispositivo modificado são apresentadas a sua versão original, submetida à consulta e audiência, e a nova redação proposta com as alterações destacadas em negrito, e são indicadas a numeração original e a nova numeração dos artigos e parágrafos quando for o caso.

## II.1 Disposições Preliminares

14. O inciso III foi alterado de forma a contemplar também as acumulações que se encontram em Fase de Exploração, em linha com a inclusão dessas áreas na seção III, cujo detalhamento é apresentado no item II.4.

15. Além disso, o trecho "*que não apresentem reservas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR)*", já estava previsto no art. 9º, de forma que a exclusão foi feita para evitar-se a repetição.

### 16. **Redação original - art. 2º, inciso III**

*Art. 2º Para fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:*

*III - acumulação marginal: acumulação de petróleo ou de gás natural, localizada em área de campo que se encontra na fase de produção, que não apresentem reservas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), cujo desenvolvimento e operação apresente economicidade marginal, nos termos definidos por esta Resolução;*

### 17. **Nova redação - art. 2º, inciso III**

*Art. 2º Para fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:*

*III - acumulação marginal: acumulação de petróleo ou de gás natural, cujo desenvolvimento e operação apresente economicidade marginal, nos termos definidos por esta Resolução;*

18. O inciso VII foi alterado para incluir, além dos campos cujo contrato foi oriundo de licitação específica de áreas inativas, as áreas com acumulações marginais oriundas de ciclo de oferta permanente, modalidade de licitação que atualmente é utilizada.

### 19. **Redação original - art. 2º, inciso VII**

*Art. 2º Para fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:*

*VII - campo marginal: campo cujo contrato seja oriundo de licitação específica de áreas inativas com acumulações marginais ou no qual as atividades de desenvolvimento e produção apresentem economicidade ou produção marginal, nos termos definidos por esta Resolução;*

### 20. **Nova redação - art. 2º, inciso VII**

*Art. 2º Para fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:*

*VII - campo marginal: campo cujo contrato seja oriundo de licitação específica de áreas inativas com acumulações marginais, área com acumulações marginais oriunda de ciclo de oferta permanente ou no qual as atividades de desenvolvimento e produção apresentem economicidade ou produção marginal, nos termos definidos por esta Resolução;*

## II.2 Procedimentos

21. Ainda visando contemplar também as acumulações que se encontram em Fase de Exploração, em linha com a inclusão dessas áreas na seção III, o inciso II, do art. 3º, também foi alterado.

### 22. **Redação original - art. 3º, inciso II**

Art. 3º A ANP efetuará o enquadramento dos campos e das acumulações como marginais das seguintes formas:

(...)

II - por solicitação do contratado, para as acumulações de petróleo ou de gás natural, localizadas na área de desenvolvimento dos campos que se encontrarem na fase de produção e que atenderem aos critérios estabelecidos na Seção III.

### 23. **Nova redação - art. 3º, inciso II**

Art. 3º A ANP efetuará o enquadramento dos campos e das acumulações como marginais das seguintes formas:

(...)

II - por solicitação do contratado, para as acumulações de petróleo ou de gás natural, que atenderem aos critérios estabelecidos na Seção III.

24. Adicionalmente, considerando que, no caso de jazida compartilhada entre dois campos, os volumes deverão ser calculados considerando a alocação total da acumulação, identificou-se a necessidade da solicitação ser feita por ambas as partes.

25. **Inclusão - art. 3º, parágrafo único**

*Parágrafo único. Na hipótese de jazida compartilhada enquadradas no inciso II, a solicitação deve ser feita em conjunto pelas partes.*

### II.3 Critérios para Enquadramento de Campos Marginais

26. Foram recebidas 16 contribuições relacionadas ao art. 7º, a maior parte delas relacionadas a utilização da combinação da produção total do campo e da produção por poço como critério.

27. A ABPIP, em suas sugestões, recomendou excluir os volumes de enquadramento através da produção por poço, como uma forma de simplificação. Ressaltou ainda a possibilidade de precariedade dos registros de históricos de produção, especialmente os relativos a campos mais antigos. Por fim, sugeriu a adoção apenas da produção total do campo.

28. A FIRJAN destacou que seria importante considerar aspectos do melhor arranjo produtivo de cada campo, não havendo restrições conjuntas à produção total e produção por poço.

29. Adicionalmente, Chambriard E&E afirmou que o limite de produção do campo já seria suficiente para defini-lo como economicamente marginal, principalmente quando esses campos são marítimos e sua produção precisa justificar a alocação de uma plataforma de produção. Outra aspecto levantado seria a necessidade de um maior número de poços para justificar a mesma produção, o que também onera a produção do referido campo, retirando-lhe economicidade. De forma que propôs o enquadramento por produção por campo ou produção por poço, em linha com a sugestão do IBP.

30. Ademais, tanto IBPIP quanto IBP manifestaram preocupação quanto a necessidade de se estabelecer critérios adicionais para aferição da produção por poço.

31. Durante a análise das contribuições, verificou-se que, para fins de enquadramento, com a exclusão do critério de produção por poço o aspecto da marginalidade é mantido, quando se observa o histórico de realização de atividades e pico de produção dos campos enquadrados e considerando que seria mantido o limite de produção total. Ademais, dessa forma, elimina-se a necessidade de utilização de critérios adicionais para aferição da produção por poço, gerando simplificação.

32. Em simulação realizada, foi possível observar que com essa alteração seriam enquadrados adicionalmente em torno de 30 campos que não estariam enquadrados em outros critérios, dos quais mais de 70% pertencem à rodada zero.

33. Destaca-se ainda a economia administrativa gerada na análise, mantendo-se a transparência e celeridade para enquadramento.

34. **Redação original - art. 7º, incisos I, II e III**

Art. 7º Serão enquadrados como marginais os campos que obedeçam a um ou mais dos seguintes critérios:

I - campos terrestres com:

a) produção total de até 900boe/dia e produção por poço de até 30boe/dia;

b) produção total de até 1.800boe/dia e produção por poço de até 60boe/dia para campos de gás natural;

c) produção total de até 1.350boe/dia e grau API inferior a 22; ou

d) BSW superior a noventa e oito por cento;

II - campos de águas rasas com:

a) produção total de até 2.000boe/dia e produção por poço de até 350boe/dia;

b) produção total de até 4.000boe/dia e produção por poço de até 700boe/dia para campos de gás natural;

c) produção total de até 3.000boe/dia e grau API inferior a 22; ou

d) BSW superior a noventa por cento;

III - campos de águas profundas com:

a) produção total de até 20.000boe/dia e produção por poço de até 1.800boe/dia;

b) produção total de até 40.000boe/dia e produção por poço de até 3.600boe/dia para campos de gás natural;

c) produção total de até 30.000boe/dia e grau API inferior a 22; ou

d) BSW superior a oitenta por cento;

### 35. **Nova redação - art. 7º, incisos I, II e III**

Art. 7º Serão enquadrados como marginais os campos que obedecem a um ou mais dos seguintes critérios:

I - campos terrestres com:

a) produção total de até 900boe/dia;

b) produção total de até 1.800boe/ para campos de gás natural;

c) produção total de até 1.350boe/dia e grau API inferior a 22; ou

d) BSW superior a noventa e oito por cento;

II - campos de águas rasas com:

a) produção total de até 2.000boe/dia;

b) produção total de até 4.000boe/dia para campos de gás natural;

c) produção total de até 3.000boe/dia e grau API inferior a 22; ou

d) BSW superior a noventa por cento;

III - campos de águas profundas com:

a) produção total de até 20.000boe/dia ;

b) produção total de até 40.000boe/dia para campos de gás natural;

c) produção total de até 30.000boe/dia e grau API inferior a 22; ou

d) BSW superior a oitenta por cento;

36. Ainda no que diz respeito ao art. 7º, o IBP e APBIP apontaram que, por se tratar de áreas marginais, por vezes pequena, o BSW poderia aumentar abruptamente, de forma não linear, a depender das características do reservatório. De forma que não deveria ser considerado um prazo tão longo para definição da média. Sugeriu-se considerar uma média de 90 dias.

37. Foi sugerido ainda a exclusão do termo "de forma contínua", uma vez que interrupções constantes da produção com posteriores retornos seriam mais um indicativo de que o campo possui dificuldade de se manter em operação. Nesse sentido foi proposto que exija-se pelo menos 24 meses de produção dentro de um período de 36 meses.

38. Entretanto, após análise, o prazo de aferição foi mantido, uma vez que esse histórico é relevante para se observar o declínio e comportamento do BSW do campo ao longo do tempo, evitando que o enquadramento ocorra por outros fatores, como atraso de projetos, por exemplo. Para contemplar o cenário de interrupções da produção, que de fato pode ocorrer em campos marginais, o termo "De forma contínua" foi substituído por "em que houve registro de produção".

**39. Redação original - art. 7º, §1º**

§ 1º A produção total, a produção por poço, o BSW e o grau API serão aferidos pela média dos valores mensais médios dos trinta e seis meses anteriores ao mês de início da análise de enquadramento ou anteriores à interrupção da produção do campo, desconsiderados os meses em que não houver registro de produção.

**40. Nova redação - art. 7º, §1º**

§ 1º A produção total, o BSW e o grau API serão aferidos pela média dos valores mensais médios dos últimos trinta e seis meses em que houve registro de produção, a contar do ano anterior.

41. Adicionalmente, os parágrafos seguintes foram adequados para esclarecer como será feita a aferição nos casos em que as jazidas são compartilhadas.

**42. Redação original - art. 7º, §2º e §3º**

§ 2º Para o cálculo do valor mensal médio do grau API, deve-se ponderar o grau API médio de cada jazida do campo pela vazão total média da respectiva jazida.

§ 3º Para o cálculo do valor mensal médio do BSW, devem-se considerar as produções totais de petróleo e água.

**43. Inclusão e nova redação - art. 7º, §2º a §4º**

§ 2º Para o cálculo do valor mensal médio do grau API, deve-se ponderar o grau API médio de cada jazida do campo pela vazão total média da respectiva jazida.

§ 3º Para o cálculo do valor mensal médio do BSW, devem-se considerar as produções totais de petróleo e água.

§ 4º Nos casos mencionados nos § 2º e 3º os valores de grau API e BSW deverão ser calculados considerando a parcela de participação do campo na jazida compartilhada.

44. A redação original do § 4º, indicada abaixo, também foi apontada como motivo de preocupação pelas instituições, pela necessidade da "produção contínua" para enquadramento.

45. A FIRJAN destacou que a atividade de E&P está exposta a diversos riscos e normas de segurança, por isso a definição da manutenção da área na classificação como marginal deve levar em consideração possíveis paradas de produção.

46. O texto foi adequado para deixar claro que o enquadramento poderá ser feito após 36 meses de produção, não necessariamente contínuos. Mas considerando novamente a relevância do histórico de produção para enquadramento, os meses sem produção devem ser excluídos, até que se complete 36 meses com produção de fato.

**46.1. Redação original - art. 7º, §4º**

§ 4º Um campo poderá ser enquadrado pelos critérios estabelecidos nos incisos I, II ou III do caput somente após trinta e seis meses do início de sua produção, de forma contínua, desconsiderando-se a produção proveniente de testes de longa duração e de sistemas de produção antecipada.

**47. Nova redação (com nova numeração) - art. 7º, §5º**

§ 5º Um campo poderá ser enquadrado pelos critérios estabelecidos nos incisos I, II ou III do caput somente após trinta e seis meses do início de sua produção, desconsiderados os meses em que não houver registro de produção e os meses em que a produção foi proveniente de testes de longa duração e de sistemas de produção antecipada

48. Com isso, o antigo § 5º foi renumerado:

**49. Renumeração - § 6º**

§ 6º A equivalência energética para o cálculo da conversão de volume de gás natural em barril de óleo equivalente (boe) se dará pelo fator de 0,0062898boe/m<sup>3</sup> de gás natural.

50. Destaca-se ainda que foi necessário adequar art. 8º para esclarecer o tratamento dados às jazidas compartilhadas, bem como aos campos nos quais essas jazidas estão localizadas.

51. **Redação original - art. 8º**

Art. 8º Na hipótese de campo que possua jazida compartilhada, os valores de produção total, produção por poço, grau API e BSW deverão ser calculados das seguintes formas:

I - para o campo propriamente dito: após a alocação da produção das jazidas compartilhadas, além de todas as suas jazidas não compartilhadas;

II - para as áreas individualizadas das quais o campo faz parte: considerando apenas as jazidas compartilhadas em sua totalidade, sem considerar apropriações.

Parágrafo único. Neste caso, para a análise conforme parâmetros estabelecidos no art. 7º, serão considerados:

I - os maiores valores de produção total, produção por poço e API; e

II - o menor valor de BSW, dentre os calculados conforme os incisos I e II do caput.

52. **Nova redação - art. 8º**

Art. 8º Na hipótese de campo que possua jazida compartilhada, os valores de produção total deverão ser calculados considerando a produção total do campo, incluindo a alocação da produção das jazidas compartilhadas, além de todas as suas jazidas não compartilhadas.

Parágrafo único. Caso a produção total da jazida compartilhada não se enquadre nos limites de produção do art. 7º desta resolução, os campos que contemplem essa jazida não poderão ser enquadrados.

#### II.4 Critérios para Enquadramento de Acumulações Marginais

53. O IBP solicitou o ajuste de redação para restar claro que a acumulação que se pretende enquadrar como marginal não poderia ter reservas no BAR, mas o campo ao qual a acumulação pertence poderia ter reservas associadas a outras acumulações.

54. A contribuição foi aceita, de forma que o texto foi adequado para esclarecer o objeto, conforme abaixo.

55. **Redação original - art. 9º**

Art. 9º Serão enquadradas como marginais as acumulações pertencentes a campos que não apresentem reservas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) e que obedeçam aos seguintes critérios:

56. **Nova redação - art. 9º**

Art. 9º Serão enquadradas como marginais as acumulações que não apresentem reservas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), pertencentes a campos, e que obedeçam aos seguintes critérios:

57. Ainda no que diz respeito ao enquadramento de acumulações marginais, destaca-se que cerca de 20% das contribuições recebidas durante a consulta e audiência públicas estavam relacionados à possibilidade de inclusão da fase de exploração.

58. Como argumento, a Petro Rio e o IBP destacaram que embora a minuta trate dos casos de contratos em fase de produção, o conceito de marginalidade seria cabível para a fase de exploração:

Um exemplo disso é justamente os contratos em fase de postergação de declaração de comercialidade, cujo deferimento se deu em virtude da descoberta ser em volume tal que dependesse de descobertas adicionais (no próprio bloco ou em bloco/campo adjacente) para o desenvolvimento conjunto (cláusula 8.5."b" do Contrato de Concessão da 17ª Rodada de Blocos Exploratórios, por exemplo).

59. Chambriard E&E destacou que:

Importante definir acumulações marginais incluindo áreas com descobertas já avaliadas e não declaradas comerciais. Ressalte-se que há diversas áreas com declaração de descobertas bastante postergadas na página eletrônica da ANP e até áreas avaliadas e devolvidas. Não há dúvidas de que postergações sucessivas e devoluções são atestados de economicidade marginal.

60. Quanto a essa questão, a Superintendência de Exploração (SEP) foi consultada por meio do Ofício nº 1147/2021/SDP/ANP-RJ-e (1825135), onde as contribuições recebidas foram anexadas para avaliação. Adicionalmente, foi realizada uma reunião onde a SDP expôs as contribuições reiteradas durante a audiência.

61. Por meio do Ofício nº 8/2022/SEP/ANP-RJ-e (1877908), a SEP propôs a inclusão de novo artigo 10 à minuta de resolução, cuja redação segue transcrita abaixo, com vistas a permitir o enquadramento de acumulações como marginais na fase de exploração, nos casos específicos de PADs em postergação de Comercialidade:

62. **Inclusão - Art. 10º**

Art. 10 Serão enquadradas como marginais as acumulações pertencentes a blocos, cuja declaração de comercialidade tenha sido postergada e que obedeçam aos seguintes critérios:

I - acumulações pertencentes a blocos terrestres com recursos contingentes 2C até 2 milhões de boe;

II - acumulações pertencentes a blocos de águas rasas com recursos contingentes 2C até 10 milhões de boe; ou

III - acumulações pertencentes a blocos de águas profundas com recursos contingentes 2C até 90 milhões de boe.

IV- *(justificado a seguir)*

§ 1º O contratado deverá apresentar a certificação, elaborada por empresa societariamente independente, das estimativas de recursos informados.

§ 2º *(justificado a seguir)*

§ 3º Os critérios de estimativa, classificação e categorização de Recursos e Reservas deverão seguir as diretrizes do PRMS (Petroleum Resources Management System) ou outro guia notoriamente reconhecido que o suceda, a critério da ANP.

63. Importante destacar que a inclusão acima está em consonância com os volumes utilizados para enquadramento de acumulações na fase de produção, aumentando a previsibilidade no caso de Declaração de Comercialidade.

64. Adicionalmente, a SEP enviou anexo o formulário de respostas (1877974) relacionado à todas as contribuições relacionadas a fase de exploração.

65. O IBP destacou ainda a necessidade de inclusão de um critério que contemplasse acumulações com teores de CO<sub>2</sub> iguais ou superiores a 60%, com as seguintes justificativas:

Seguem abaixo os principais pontos que tornam acumulações com teores de CO<sub>2</sub> iguais ou superiores a 60% marginais.

1. Quanto aos riscos econômicos:

1.1. Significativa redução do potencial de produção “a monetizar” (hidrocarbonetos) comparado à uma acumulação sem CO<sub>2</sub>, impactando assim na geração de receita de um possível projeto de desenvolvimento da produção;

1.2. Necessidade de sistemas de produção mais complexos, com maior dependência tecnológica, e eventualmente maiores capacidades que os convencionais, além da necessidade de metalurgia especial, impactando diretamente no custo de um possível projeto de desenvolvimento da produção.

2. Quanto aos riscos tecnológicos:

2.1. Percentual de CO<sub>2</sub> limítrofe (60%) para as especificações dos projetos de UEPs existentes hoje no mundo;

2.2. Necessidade de desenvolvimento de soluções de processamento para elevadas vazões de fluidos em superfície, como por exemplo, UEPs de altíssima capacidade, inexistentes hoje na indústria. Os desafios vão desde o footprint e arranjo dos módulos na UEP, até a concepção

inovadora do sistema de alívio e despressurização para um maior inventário de gás;

2.3. Necessidade de desenvolvimento de soluções de processamento e bombeamento submarino (separação hidrocarboneto-fase densa rica em CO<sub>2</sub>; reinjeção da fase densa rica em CO<sub>2</sub>, separação submarina de CO<sub>2</sub>, etc.);

2.4. Necessidade de desenvolvimento de soluções para alta demanda de geração de energia (p.ex. hub de energia offshore), tanto para viabilizar as soluções de processamento e bombeamento submarino; como soluções requeridas para CCUS (Carbon Capture, Usage, and Storage).

3. Quanto aos riscos ambientais:

3.1. Produção offshore de grandes volumes de CO<sub>2</sub>, sem paralelo na indústria do petróleo, resultando na obrigação de se conceber soluções inovadoras para promover a redução da emissão dos gases de efeito estufa.

66. Cabe destacar ainda, que no Brasil, acumulações com altos teores de CO<sub>2</sub> estão localizadas a uma grande distância costa, em águas profundas, o que dificulta o seu desenvolvimento.

67. É importante destacar que atualmente, nenhuma acumulação com esses teores de CO<sub>2</sub> se encontra em produção no país, sendo o maior percentual de CO<sub>2</sub> em jazida desenvolvida, próximo à 40%, deixando clara a marginalidade de acumulações com essa característica

68. A SEP foi consultada e manifestou concordância com a inclusão desse critério também para acumulações localizadas em blocos, por meio do Ofício nº 178/2022/SEP/ANP-RJ-e (1992346).

69. **Inclusão - Art. 9º - Inciso IV**

IV - acumulações pertencentes a campos de águas profundas com teores de CO<sub>2</sub> iguais ou superiores a 60% na fase gás.

70. **Inclusão - Art. 10º - Inciso IV**

IV - acumulações pertencentes a blocos de águas profundas com teores de CO<sub>2</sub> iguais ou superiores a 60% na fase gás.

71. Da mesma forma como foi feito para o enquadramento de campos, o texto dos dois artigos dessa seção III foram adequados para esclarecer o tratamento dados às jazidas compartilhadas.

72. **Redação original - Art. 9º - § 2º**

§ 2º Na hipótese de acumulação que faz parte de área individualizada de produção, deverá ser considerado o somatório dos recursos contingentes das jazidas compartilhadas.

73. **Nova redação - Art. 9º - § 2º**

§ 2º Na hipótese de jazida compartilhada entre dois campos, os recursos contingentes deverão ser calculados considerando a alocação total da acumulação.

74. **Inclusão - Art. 10º - § 2º**

§ 2º Na hipótese de jazida compartilhada entre dois blocos, os recursos contingentes deverão ser calculados considerando a alocação total da acumulação.

## II.5 Critérios para Desenquadramento

75. Com a inclusão de um novo artigo, o art. 10 foi renumerado:

76. **Renumeração - Art. 11**

Art. 11. O campo ou acumulação previamente enquadrado como marginal poderá ser desenquadrado, desde que:

## II.6 Disposições Finais e Transitórias

77. A renumeração também foi efetuada para os artigos do capítulo III:

Art. 12 A primeira análise de enquadramento, conforme critérios da Seção II do Capítulo II, será

realizada em até noventa dias, a contar da data de publicação desta Resolução, para cada campo que se encontra na fase de desenvolvimento e produção.

Parágrafo único. A ANP poderá requerer informações adicionais, interrompendo o prazo de análise de que trata o caput até a entrega das informações.

Art. 13 Serão enquadrados como marginais:

I - os campos cuja comercialidade foi declarada há mais de dez anos e cuja produção, desconsiderando-se a produção proveniente de testes de longa duração e de sistemas de produção antecipada, não foi iniciada, até a data da publicação desta Resolução; e

II - as acumulações pertencentes aos campos cuja comercialidade foi declarada há mais de quinze anos e sem produção acumulada, desconsiderando-se a produção proveniente de testes de longa duração e de sistemas de produção antecipada; até a data da publicação desta Resolução.

Art. 14 Os casos não expressamente previstos nesta Resolução poderão ser excepcionalmente analisados e submetidos à deliberação da ANP, seja para o enquadramento ou para o desenquadramento.

Art. 15 Esta Resolução entra em vigor em [DIA] de [MÊS] de [ANO].

78. Destaca-se que nos incisos I e II do artigo 13, foi inserido o termo "desconsiderando-se a produção proveniente de testes de longa duração e de sistemas de produção antecipada", para esclarecer que não será considerada a produção acumulada de acumulações que apenas foram testadas mas não entraram em produção efetivamente, uma possível interpretação que foi levantada como preocupação na consulta pública.

79. Ainda com o objetivo de esclarecer, para o tratamento que será dado às exceções entendeu-se pertinente deixar explícito que a análise poderá ser feita tanto para o enquadramento quanto para o desenquadramento.

### **CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

80. Baseando-se nas informações acima e ressaltando que:

a. Foi realizada discussão prévia sobre a proposta de resolução com as empresas de E&P, por meio de reuniões de grupo de trabalho criado para este fim com participantes do Instituto Brasileiro do Petróleo - IBP e da ANP;

b. Foram realizadas consulta prévia e Consulta e Audiência Públicas por meio das quais os agentes econômicos e a sociedade afetados apresentaram sugestões resultando em aprimoramentos à proposta de Resolução;

c. Foram avaliadas todas as sugestões recebidas no período de Consulta Pública e na Audiência Pública;

d. A minuta de Resolução aqui proposta atende às disposições normativas regulatórias, bem como harmoniza-se aos contratos de exploração e produção vigentes;

81. Considerando que foram feitos os esclarecimentos necessários, para as alterações realizadas na minuta após a Consulta Pública e a Audiência Pública nº 17/2021, recomendamos a aprovação pela Diretoria Colegiada da ANP da publicação da resolução que regulamenta que dispõe sobre a definição e o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal, após análise da Coordenação de Qualidade Regulatória (CQR) da Superintendência de Gestão Estratégica (SGE) e da Procuradoria Federal junto à ANP.

Anexos:

I - Minuta de Resolução;

## II - Análise Contribuições CP 17-2021.



Documento assinado eletronicamente por **MAIRA FORTES BONAFE, Assessora de Superintendência**, em 08/03/2022, às 10:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA CAVADINHA COSTA DA SILVA, Superintendente Adjunta**, em 08/03/2022, às 10:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARCELO PAIVA DE CASTILHO CARNEIRO, Superintendente**, em 08/03/2022, às 11:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.anp.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1956512** e o código CRC **AE9CCC95**.