

NOTA TÉCNICA Nº 151/2021/SDP/ANP-RJ

ASSUNTO: MINUTA DE RESOLUÇÃO QUE REGULAMENTA O ENQUADRAMENTO DE CAMPOS E ACUMULAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL QUE APRESENTEM ECONOMICIDADE E PRODUÇÃO MARGINAL.**1. OBJETIVO E INTRODUÇÃO**

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo expor os fundamentos técnicos e regulatórios para a proposição de Resolução que disciplinará a definição e enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade e produção marginal.

2. HISTÓRICO E CONTEXTUALIZAÇÃO

2. Durante a participação social relacionada à ação regulatória que resultou na publicação da Resolução ANP nº 749/2018, regulamentando o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental de campos maduros, foi apontado que campos e acumulações marginais, não somente os que são classificados como maduros, poderiam necessitar de incentivos para sua produção, visando a maximização do fator de recuperação brasileiro.

3. Com o objetivo de subsidiar a ANP quanto a elaboração de eventuais instrumentos regulatórios contemplando incentivos ao desenvolvimento e produção desses campos e acumulações, foi publicada a Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 08/2018.

4. A TPC é um instrumento derivado dos tradicionais mecanismos de consulta e de audiência pública, e tem os objetivos de tornar público determinado assunto e colher sugestões dos agentes econômicos, da sociedade e dos demais entes públicos sobre temas de grande relevância, em respeito ao princípio da transparência. A TPC nº 08/2018 considerou os seguintes aspectos:

a) Existem acumulações de hidrocarbonetos com economicidade marginal que não são declaradas comerciais ou que têm sua produção interrompida por inviabilidade econômica devido a fatores como pequeno porte, características do óleo, desafios logísticos, técnicos ou operacionais;

b) De fato, observa-se uma drástica redução das atividades e dos investimentos e o consequente declínio da produção brasileira nas bacias terrestres e no pós-sal marítimo;

c) Conforme Resolução CNPE nº 2/2016, de 2 de março de 2016, existem campos com capacidade de produzir, mas que se encontram paralisados, comprometendo o aproveitamento racional dos recursos energéticos, a geração de empregos e a arrecadação de royalties pela União, Estados e Municípios;

d) A Política de E&P aprovada pela Resolução CNPE nº 17/2017, de 8 de junho de 2017, estabelece, entre outras disposições, que as seguintes diretrizes devem ser observadas:

Incentivo à exploração e à produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres;

Incentivo ao aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;

Incentivo ao desenvolvimento de descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes; e

Estimular a extensão de vida útil dos campos, promovendo, simultaneamente, a cultura de preservação das condições de segurança e respeito ao meio ambiente.

5. Realizada entre os dias 06/11/2018 e 05/12/2018, a TPC 08/2018 recebeu 44 contribuições de cinco entidades, que se encontram publicadas no portal da ANP (<http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/370-tomada-publica-de-contribicoes/4889-tomada-publica-de-contribicoes-n-8-2018>), assim como a Nota Técnica Conjunta Nº 003/2019/SDP-CAT, que avaliou as contribuições recebidas.

6. A análise das contribuições permitiu subdividi-las em 4 macro-grupos que tiveram tratamentos específicos.

7. O macro-grupo 3, denominado "Critérios e metodologias para a definição e enquadramento de áreas ou campos como marginais", recebeu 5 contribuições. Para tratar dessas contribuições foi criado um grupo de trabalho com participação de representantes das empresas de E&P, por meio do IBP, e da ANP, que se reuniu 14 vezes.

8. Atualmente os campos classificados como marginais são apenas aqueles cujo contrato é oriundo de licitação específica de áreas inativas com acumulações marginais. Entretanto, as contribuições recebidas indicam que a economicidade e produção de uma acumulação é impactada por diversos fatores, os quais podem ter maior ou menor impacto dependendo do contexto onde a acumulação está inserida.

9. Assim, os agentes que participaram da TPC 08/2018 entendem que é pertinente definir, considerando outros critérios, os campos e acumulações marginais.

10. Em 09/03/2020 o IBP enviou à ANP, por meio da Carta E&P 39/2020 (SEI 1153007) o Relatório Final de Caracterização dos Campos Marginais (SEI 0764189), elaborado pelo grupo de trabalho, e que registra todas as discussões do grupo, os estudos realizados para o desenvolvimento da metodologia, bem como as conclusões técnicas do trabalho.

11. Utilizando os resultados apresentados neste Relatório como ponto de partida, a ANP realizou estudos internos envolvendo as demais UORGS relacionadas ao tema na ANP, visando o aperfeiçoamento dos parâmetros para definição e enquadramento dessas áreas.

12. A minuta de resolução resultado de todo esse processo é aqui apresentada e discutida e encontra-se anexa (SEI 1559424).

13. Importante salientar que a referida ação regulatória trata apenas de esclarecer o enquadramento de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade ou produção marginal, de forma que a implementação de eventuais incentivos à exploração, desenvolvimento e produção não está sendo discutida nesse ato normativo e será contemplada em outros estudos e ações da ANP.

14. Ressalta-se ainda que a minuta de Resolução, vai ao encontro do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Terra - REATE 2020, que objetiva avançar no desenvolvimento e implantação de uma política nacional que fortaleça a atividade em áreas terrestres no Brasil e do PROMAR, Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos.

3. DISPOSITIVOS LEGAIS

15. A Resolução CNPE nº 17/2017, de 8 de junho de 2017, resolveu:

Art. 1º Estabelecer como Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural a maximização da recuperação dos recursos in situ dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no País, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais.

§ 1º Na implementação da Política, as seguintes diretrizes deverão ser observadas:

(...)

IV - fomentar o desenvolvimento tecnológico, estimulando a criação e adoção de novas tecnologias de investigação e de recuperação de petróleo e gás natural;

V - adequar os mecanismos de contratação para áreas que apresentem maiores riscos geológico, tecnológico, logístico ou econômico, com vistas à atração de investimentos;

VI - estimular a modernização, a desburocratização, a simplificação e a agilidade regulatória, visando ao aumento da atratividade do País e a melhoria na eficiência dos processos;

VII - incentivar maior pluralidade de atores da indústria, visando ampliar a competitividade no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural;

(...)

16. Essa resolução estabeleceu diretrizes específicas para a ANP:

Art. 3º A ANP, no cumprimento de suas atribuições para a implementação da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, deverá observar as diretrizes estabelecidas no art. 1º, bem como as indicadas a seguir:

(...)

V - incentivar a exploração e a produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres;

VI - incentivar o desenvolvimento de descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes;

VII - incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;

VIII - estimular a extensão de vida útil dos campos, promovendo, simultaneamente, a cultura de preservação das condições de segurança e respeito ao meio ambiente;

IX - garantir o adequado descomissionamento das instalações ao final da vida útil dos campos, evitando que ocorra de forma prematura;

X - estimular a cessão parcial ou total de contratos, em vez de sua devolução, pelos detentores de direitos e obrigações que não estejam implementando os investimentos necessários ao pleno aproveitamento dos recursos descobertos;

XI - incentivar a plena utilização da capacidade da infraestrutura instalada, por meio do seu compartilhamento; e

XII - conceder, com base em critérios preestabelecidos e desde que comprovado o benefício econômico para a União, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos existentes, uma redução de royalties, para até 5% (cinco por cento), sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos.

17. E, mais recentemente, a Resolução CNPE nº 04/2020 de 1º de julho de 2020, dispôs explicitamente sobre a definição de campos e acumulações com economicidade marginal em seu artigo 2º, nos seguintes termos:

Art. 2º Recomendar à ANP que dê prosseguimento aos estudos e ações visando à definição e à implementação de eventuais incentivos à exploração, desenvolvimento e produção:

I - por empresas de pequeno ou médio porte; e

II - de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade marginal, iniciados com a Tomada Pública de Contribuições ANP nº 8/2018.

18. Nesse sentido, considerando o resultado da TPC 08 e as referidas Resoluções do CNPE, a elaboração de ato normativo estabelecendo a definição e enquadramento de campo marginal foi incluída na Agenda Regulatória.

4. **ANÁLISE SOBRE IMPACTO REGULATÓRIO**

19. Por meio do Ofício Circular Nº 1/2021/SGE-CQR/SGE/ANP-RJ (SEI nº 1296866), dando continuidade ao acompanhamento da Agenda Regulatória 2020-2021, a Superintendência de Governança e Estratégia (SGE) ressaltou a obrigatoriedade da realização de AIR para todas as ações incluídas na agenda, exceto aquelas que se enquadrem em alguma das hipóteses de não aplicabilidade (art. 3º, § 2º) ou dispensa (art. 4º) previstas no Decreto nº 10.411/2020.

20. Destacou ainda que a AIR somente poderia ser dispensada mediante decisão fundamentada da Agência.

21. Por fim, informou que caso se considerasse enquadrar uma ou mais ações regulatórias nas hipóteses de não aplicabilidade ou dispensa de AIR previstas na legislação, a SDP deveria encaminhar a nota técnica de que trata o art. 4º, observando o prazo de 2 de junho.

22. Nesse sentido, foi elaborada a Nota Técnica nº 97/2021/SDP/ANP-RJ (SEI nº 1363468) com objetivo fundamentar a decisão da Diretoria Colegiada quanto ao pleito da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) sobre a dispensa da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para proposta de edição da resolução em tela.

23. Entretanto, por meio da Cota nº 2736/2021/PFANP/PGF/AGU (SEI nº 1448521), a PRG restituiu o processo à SGE informando que "*a referida análise deve se dar no processo pertinente a cada uma das propostas ora apresentadas, caso a caso, e não em lote. Com efeito, a apreciação jurídica relativa ao cabimento ou não da AIR deve integrar a análise jurídica de cada processo normativo como um todo e não se vislumbra razão para que se o faça em conjunto*".

24. Pelo exposto, a SGE informou que a SDP deveria providenciar, de forma apartada, a solicitação de aprovação da dispensa de AIR da ação regulatória de interesse.

25. A Lei nº 13.848/2019, conhecida como Lei das Agências Reguladoras, determina a realização de estudo de AIR:

26. *Art. 6º A adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão, nos termos de regulamento, precedidas da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo.*

27. Contudo, o art. 6º, § 1º, da referida lei, prevê casos nos quais a AIR poderá ser dispensada:

§ 1º Regulamento disporá sobre o conteúdo e a metodologia da AIR, sobre os quesitos mínimos a serem objeto de exame, bem como sobre os casos em que será obrigatória sua realização e aqueles em que poderá ser dispensada.

28. O Decreto nº 10.411/2020, que regulamentou a Lei nº 13.848/2019, além de dispor sobre o conteúdo da AIR, estabeleceu as hipóteses de inaplicabilidade ou de dispensada da AIR:

Art. 3º A edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional será precedida de AIR.

(...)

§ 2º O disposto no caput não se aplica aos atos normativos:

I - de natureza administrativa, cujos efeitos sejam restritos ao âmbito interno do órgão ou da entidade;

II - de efeitos concretos, destinados a disciplinar situação específica, cujos destinatários sejam individualizados;

III - que disponham sobre execução orçamentária e financeira;

IV - que disponham estritamente sobre política cambial e monetária;

V - que disponham sobre segurança nacional; e

VI - que visem a consolidar outras normas sobre matérias específicas, sem alteração de mérito.

Art. 4º A AIR poderá ser dispensada, desde que haja decisão fundamentada do órgão ou da entidade competente, nas hipóteses de:

I - urgência;

II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;

III - ato normativo considerado de baixo impacto;

IV - ato normativo que vise à atualização ou à revogação de normas consideradas obsoletas, sem alteração de mérito;

V - ato normativo que vise a preservar liquidez, solvência ou hígidez;

a) dos mercados de seguro, de resseguro, de capitalização e de previdência complementar;

b) dos mercados financeiros, de capitais e de câmbio; ou

c) dos sistemas de pagamentos;

VI - ato normativo que vise a manter a convergência a padrões internacionais;

VII - ato normativo que reduza exigências, obrigações, restrições, requerimentos ou especificações com o objetivo de diminuir os custos regulatórios; e

VIII - ato normativo que revise normas desatualizadas para adequá-las ao desenvolvimento tecnológico consolidado internacionalmente, nos termos do disposto no Decreto nº 10.229, de 5 de fevereiro de 2020.

§ 1º Nas hipóteses de dispensa de AIR, será elaborada nota técnica ou documento equivalente que fundamente a proposta de edição ou de alteração do ato normativo.

§ 2º Na hipótese de dispensa de AIR em razão de urgência, a nota técnica ou o documento equivalente de que trata o § 1º deverá, obrigatoriamente, identificar o problema regulatório que se pretende solucionar e os objetivos que se pretende alcançar, de modo a subsidiar a elaboração da ARR, observado o disposto no art. 12.

§ 3º Ressalvadas informações com restrição de acesso, nos termos do disposto na Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011, a nota técnica ou o documento equivalente de que trata o § 1º e o § 2º serão disponibilizados no sítio eletrônico do órgão ou da entidade competente, conforme definido nas normas próprias.

O art. 2º, inciso II, do mesmo diploma legal, define os critérios para o enquadramento de um ato normativo como de baixo impacto:

Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

(..)

I - ato normativo de baixo impacto - aquele que:

(a) não provoca aumento expressivo de custos para os agentes econômicos ou para os usuários dos serviços prestados,

(b) não provoca aumento expressivo de despesa orçamentária ou financeira; e

(c) não repercute de forma substancial nas políticas públicas de saúde, de segurança, ambientais, econômicas ou sociais.

29. Por fim, o decreto estabelece que:

Art. 22. A obrigatoriedade de elaboração de AIR não se aplica às propostas de ato normativo que, na data de produção de efeitos deste Decreto, já tenham sido submetidas à consulta pública ou a outro mecanismo de participação social.

(...)

Art. 24. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação e produz efeitos em:

I - 15 de abril de 2021, para:

(...)

b) as agências reguladoras de que trata a Lei nº 13.848, de 2019; e

(...)

30. Destaca-se que um dos objetivos da AIR é permitir a maior participação do regulado e da sociedade civil no início do processo decisório, reduzindo a assimetria de informação e o tornando mais transparente.

31. Em relação ao processo que iniciou a elaboração de ato normativo que trata Campos Marginais, a participação social ocorreu no início do processo, uma vez que foi realizada a Tomada Pública de Contribuições nº 8 entre 06/11/2018 e 05/12/2018, com os seguintes objetivos:

- Coletar sugestões sobre a necessidade da implementação de instrumentos regulatórios que contemplem incentivos ao desenvolvimento e produção de acumulações de hidrocarbonetos ou campos originalmente com reservas de economicidade marginal;
- Coletar contribuições para a eventual elaboração e implementação de novos instrumentos regulatórios que contemplem incentivos ao desenvolvimento e produção de acumulações de hidrocarbonetos ou campos originalmente com reservas de economicidade marginal;
- Coletar dados, informações e evidências que contribuam para a definição de critérios para avaliação da economicidade de tais acumulações ou campos e para concessão de eventuais incentivos.

32. Dessa forma, houve participação social sobre o tema antes da promulgação de uma legislação específica que tratasse da realização da AIR.

33. A Tomada Pública de Contribuições nº 8 foi concluída em 2019 e os arquivos das contribuições e de análise dos resultados estão disponíveis no sítio eletrônico da ANP no link <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/tomada-publica-de-contribuicoes/2018/tomada-publica-de-contribuicoes-no-8-2018>.

34. Considerando as contribuições, ao final da TPC 08/2018, foram criados três grupos de trabalho, com a participação de representantes das empresas associadas ao IBP e com representantes da ANP, com os seguintes temas:

- GT1: Critérios para definição e enquadramento de um campo como marginal;
- GT2: Métodos para o gerenciamento das garantias para fins de desativação e abandono, principalmente no que tange ao fundo de provisionamento; e
- GT3: Políticas e diretrizes por meio de Resolução CNFE visando a estabelecer incentivos para o desenvolvimento de campos enquadrados como marginais.

35. Os resultados do grupo de trabalho GT1 foram apresentados por meio de relatório (SEI 0764189) de fevereiro de 2020 e incorporados ao processo SEI 48610.206226/2020-12 que trata da elaboração da minuta de resolução de enquadramento de campos e acumulações de economicidade marginal.

36. Ressalta-se que a elaboração de ato normativo estabelecendo a definição e enquadramento de campo marginal foi incluída na Agenda Regulatória como Ação Regulatória I.12.

37. Além disso, ainda antes da regulamentação pelo Decreto 10.411/2020, a Resolução nº 4/2020 do CNPE, de 04/06/2020, resolveu:

Art. 1º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP avalie a adoção de medidas visando à redução de royalties para até cinco por cento, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte, classificadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP.

Art. 2º Recomendar à ANP que dê prosseguimento aos estudos e ações visando à definição e à implementação de eventuais incentivos à exploração, desenvolvimento e produção:

I - por empresas de pequeno ou médio porte; e

II - de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade marginal, iniciados com a Tomada Pública de Contribuições ANP nº 8/2018.

38. Levando em conta que a AIR é um instrumento que deve ser iniciado quando da identificação do problema regulatório, a elaboração desse estudo neste momento implicaria em um retardamento considerável na conclusão do processo regulatório, bem como na distorção do objetivo central da AIR, que consiste em avaliar a necessidade de uma possível nova regulação.

39. Destaca-se que este processo regulatório, desde o seu início, observa o princípio da transparência, com a previsão de realização de consulta e audiência públicas.

40. Ademais, a referida ação regulatória trata apenas de esclarecer o enquadramento de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade marginal, de forma que a implementação de eventuais incentivos ao desenvolvimento dessas áreas não está sendo discutida nesse ato normativo e será contemplada em outros estudos e ações da ANP.

41. O escopo da referida minuta em construção está limitado aos critérios e à metodologia para a classificação de uma acumulação ou campo de economicidade marginal, sendo necessárias ações regulatórias específicas posteriores para incluir eventuais incentivos a essas áreas enquadradas como marginais.

42. Sendo assim, não resta dúvida de que o processo se classifica como ato normativo de baixo impacto, uma vez que a regulamentação dessa definição não provoca aumento de custos ou obrigações para os agentes econômicos ou para os usuários dos serviços prestados; não provoca aumento de despesa orçamentária ou financeira; e não repercute de forma substancial nas políticas públicas de saúde, de segurança, ambientais, econômicas ou sociais.

43. Embora se justifique a não realização da análise de impacto regulatória no presente caso, há, no Anexo do Decreto nº 9.191/2017, que regulamenta a Lei Complementar nº 95/98, "QUESTÕES A SEREM ANALISADAS QUANDO DA ELABORAÇÃO DE ATOS NORMATIVOS NO ÂMBITO DO PODER EXECUTIVO FEDERAL", e que, uma vez respondidas fariam as vezes do AIR.

44. De acordo com o Parecer nº 01328/2019/PFANP/PGF/AGU a fim de que fique demonstrado pela área técnica a necessidade, adequação e proporcionalidade para a ALTERAÇÃO REGULATÓRIA pretendida, objetivamente, devem constar nos autos:

- i) a identificação do problema regulatório, com a apresentação do problema que levou a Agência a vislumbrar uma possível necessidade de intervenção regulatória;
- ii) a identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema regulatório, de modo a compreender a visão dos mesmos acerca da problemática;
- iii) a identificação da base legal que ampara a ação da Agência Reguladora em apreço. Essa identificação da base legal vai revelar se os agentes reguladores têm o amparo da lei para agir sobre o problema que se pretende solucionar;
- iv) a correta definição dos objetivos que a mudança regulatória promovida pretende alcançar;
- v) a descrição das possíveis alternativas para o enfrentamento do problema regulatório identificado, considerando a opção de não ação, além das soluções normativas, e, sempre que possível, opções não normativas;
- vi) a exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas;
- vii) uma vez escolhida a melhor das alternativas e ação, faz-se necessário que conste do processo regulatório a sua estratégia de implementação.

45. Sobre a **identificação do problema regulatório**, destaca-se que foi identificada a ausência de proporcionalidade regulatória durante a participação social relacionada à ação regulatória que resultou na publicação da Resolução ANP nº 749/2018, uma vez que foi apontado que campos e acumulações com economicidade marginal, não somente os que são classificados como maduros, poderiam necessitar de incentivos para sua produção, visando a maximização do fator de recuperação brasileiro. Dessa forma observa-se a igualdade ao buscar tratamento distinto e adequado a campos e acumulações de economicidade marginal.

46. Sobre a **identificação dos atores ou grupos afetados** pelo problema regulatório, entendemos que os contratados, sociedade, entes federados, companhias de serviço estão inseridos nesse contexto e puderam participar da TPC 08. Ademais, esses grupos serão novamente convidados a participar desse processo de elaboração de ato normativo durante consulta e audiência públicas que serão realizadas.

47. No que tange a **identificação da base legal que ampara a ação da Agência Reguladora em apreço** destacamos que esse ponto foi detalhado no item 3 dessa Nota Técnica.

48. Quanto a correta **definição dos objetivos**, esclarecemos que a mudança regulatória promovida pretende identificar de forma objetiva os campos e acumulações economicamente marginais, de forma que no futuro, políticas públicas visando o aumento do fator de recuperação desses campos e acumulações possam ser viabilizadas de forma eficiente.

49. A **descrição das possíveis alternativas e exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas** para o enfrentamento do problema regulatório identificado, são descritas a seguir:

- Não implementar a resolução:

50. Segundo a Casa Civil da Presidência da República, a opção de não regular, ou não ação, figura como uma medida-parâmetro, uma espécie de premissa à análise das demais opções. Em outras palavras, para que haja uma escolha oposta à de não regular, é necessário que haja a cabal demonstração de um ganho líquido viável.

51. A alternativa de não ação da ANP consiste somente na manutenção da ausência de critérios objetivos que resultem na definição de campos e acumulações marginais, com a continuidade da desproporcionalidade regulatória, prejudicando a maximização da recuperação dos recursos.

- Definir o enquadramento utilizando critérios de enquadramento automático e análise caso a caso:

52. Inicialmente, partindo da discussão ocorrida no âmbito do Grupo de Trabalho Caracterização de Campos Marginais, envolvendo IBP e ABPIP, optou-se por uma minuta de resolução que contemplava o enquadramento automático e a análise caso a caso.

53. De forma que o enquadramento automático propunha a utilização de critérios de vazão, por campo e por poço, e a análise caso a caso seria baseada em uma *avaliação econômica individual da ANP para cada campo e acumulação*.

54. Considerando-se a transversalidade do tema, essa primeira proposta de minuta foi enviada à Superintendência de Exploração (SEP), Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica (SAG), Superintendência de Promoção de Licitações (SPL), Superintendência de Participações Governamentais (SPG), Superintendência de Dados Técnicos (SDT), Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC), Superintendência de Conteúdo Local (SCL), Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (SPD) e Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP) para contribuições adicionais.

55. Após coleta de contribuições, principalmente considerando os apontamentos feitos na Nota Técnica 22 (SEI 1251642) da SDC, e de estudos complementares pela SDP, verificou-se que:

- ao utilizar o enquadramento **automático** como um dos critérios para a caracterização como campo economicamente marginal, a partir dos dados de produção total e por poço, observou-se que, sob a ótica econômica, houve uma simplificação potencialmente demasiada, incapaz de abarcar os principais desafios envolvidos;
- a adoção do critério de avaliação econômica **individual** contribuiu para aumentar o risco regulatório e custos administrativos, em que pese a pertinência de realização de uma análise mais minuciosa do *project finance* dos campos e áreas que não se enquadram automaticamente como áreas com economicidade marginal;
- a dificuldade de se estabelecer critérios objetivos para fins da avaliação do plano individual, tornou subjetiva eventual avaliação econômica da ANP.

56. Considerando os fatos mencionados acima e os riscos apontados durante o processo, optou-se pela alternativa descrita a seguir.

- Definir o enquadramento apenas com base em critérios objetivos:

57. Com a aplicação de critérios objetivos, obtém-se duas vantagens, conforme destacado pela SDC: primeiro, diminui o grau de discricionariedade da Agência Reguladora no enquadramento dos campos com economicidade marginal, diminuindo o risco regulatório e, por conseguinte, a percepção de risco dos potenciais solicitantes que atuam no segmento *upstream*; segundo, diminuem-se os custos administrativos gerados no bojo do trâmite processual (requerido) para o atendimento das solicitações de enquadramento como campo marginal, as quais teriam elevada probabilidade de serem atendidas, dados os critérios estabelecidos na presente proposta de Minuta de Resolução.

58. Foram realizadas novas reuniões com os envolvidos no Grupo de Trabalho de Caracterização de Campos Marginais onde foram discutidos os parâmetros utilizados para o estabelecimento de critérios objetivos.

59. Para situações em que os campos ou acumulações não apresentam um ou mais parâmetros abaixo das linhas de corte estabelecidas nos critérios objetivos, entretanto são considerados marginais devido ao seu baixo retorno econômico, destaca-se que existe a possibilidade de que casos não expressamente previstos sejam analisados. Entretanto, destaca-se que essa previsão possui caráter excepcional, e essa análise não deverá ser utilizada como regra para realizar-se análise de todos os casos que não sejam enquadrados.

60. Considerando as alterações realizadas na minuta, o documento foi novamente encaminhado às UORGs que haviam enviado contribuições e o resultado da coleta dessas sugestões é apresentado no item 7.

61. A **estratégia de implementação** está definida na minuta e trata do enquadramento dos campos e acumulações marginais, conforme descrito a seguir:

Art. 3º A ANP efetuará o enquadramento das seguintes formas:

I - de ofício, para os campos que atenderem aos critérios estabelecidos na Seção II desta Resolução; ou

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

Art. 4º A ANP realizará o enquadramento do campo ou acumulação como marginal quando da conclusão da respectiva análise de enquadramento.

Art. 5º A análise de enquadramento será realizada:

I - até o dia primeiro de março de cada ano para os campos de petróleo e gás natural, de acordo com os critérios do art. 7º dessa Resolução;

II - em até noventa dias, contados do recebimento do requerimento formal do contratado, para as acumulações marginais.

§ 1º A ANP analisará o requerimento, podendo aprová-la ou solicitar informações adicionais que julgar cabíveis.

§ 2º Caso a ANP solicite informações, o contratado deverá apresentá-las no prazo de trinta dias, repetindo-se então o procedimento previsto no parágrafo primeiro.

§ 3º O resultado da análise de enquadramento será comunicado ao contratado.

Art. 6º O enquadramento gerará efeitos a partir do primeiro dia útil do mês subsequente à comunicação do resultado do enquadramento ao contratado.

5. ASPECTOS TÉCNICOS DA MINUTA - CAMPOS COM ECONOMICIDADE MARGINAL

62. Conforme relatado anteriormente os estudos realizados visando a elaboração da proposta de resolução levaram ao desenvolvimento de critérios objetivos para definição e enquadramento para definição e enquadramento de campos com economicidade marginal, detalhados a seguir.

5.1. ENQUADRAMENTO POR PRODUÇÃO

5.1.1. Princípio de Pareto

63. A análise de Pareto teve início com práticas realizadas pelo economista italiano Vilfredo Pareto. Em meados do século XVI Pareto verificou, em seus estudos, "[...] que cerca de 80% da riqueza mundial estava nas mãos de 20% da população, apresentando os dados obtidos numa forma peculiar".

64. Sendo assim, Pareto desenvolveu seus conceitos no contexto da distribuição de renda e riqueza entre a população, e em sua homenagem, essa teoria recebeu o nome de Princípio de Pareto.

65. Esse princípio é aplicável à maioria das empresas e negócios. Ele auxilia o administrador na compreensão da principal causa de um problema, a chamada causa raiz.

66. Afirmando, ainda, que existe um desequilíbrio entre as causas e seus efeitos, esforços e resultados, ações e objetivos. Ele considera que uma minoria de ações pode trazer a maior parte dos resultados e vice-versa.

67. Com a teoria de que 80% dos resultados são provenientes de 20% dos esforços, o Princípio de Pareto também é amplamente conhecido como regra 80/20, que em síntese é uma regra universal que afirma que as menores causas e os menores investimentos ou esforços geralmente levam aos maiores resultados, aos rendimentos mais expressivos ou às mais valiosas recompensas. Pensando nisso, é possível haver as mais diversas interpretações.

68. O Princípio de Pareto não trabalha com uma relação (80/20) incontestável. A porcentagem não precisa ser exata, mas com toda certeza serve de balizador.

69. A não linearidade do Princípio de Pareto pode ser bem confusa as vezes. Por exemplo, apenas 3% da população do planeta detém 97% de toda sua riqueza. Esse é um dos muitos exemplos que saem da curva do princípio 80/20. Por isso, colocou-se nos dois pontos abaixo uma rápida explicação sobre como funciona o Princípio de Pareto:

I - Primeiramente, é importante ter consciência de quais dados, processos ou atividade deseja-se realizar a análise. Deve ser selecionado um padrão específico e escolher o período de tempo a ser analisado. Após, é necessário elaborar uma planilha simples, de 5 colunas, que são: categoria (problema), quantidade (valores individuais), total acumulado, porcentagens e porcentagens acumuladas (conforme imagem acima). Os problemas devem ser listados em ordem decrescente de acordo com a quantidade individual;

II - Todas as informações coletadas acima, serão colocadas em um gráfico - conhecido por diagrama de Pareto. Dessa forma, o princípio traz de maneira clara, qual o principal problema a ser trabalhado. O valor percentual será encontrado ao dividir a quantidade individual pelo total acumulado, e a porcentagem acumulada é a soma da porcentagem anterior com a próxima.

70. Assim, o Princípio de Pareto diz que 20% de seus esforços produzem 80% de seus resultados. No entanto, o oposto se aplica, pois se você sente que algo ocupa 80% do seu tempo, energia ou recursos, mas percebe que está produzindo apenas 20% dos seus resultados, está na hora de tomar uma atitude.

71. Ainda, se faz possível ressaltar que os números 80% e 20% são apenas estimativas. Tudo na vida é uma questão de equilíbrio e é exatamente sobre isso que fala o Princípio de Pareto.

72. O Diagrama de Pareto faz parte das sete ferramentas da qualidade e permite uma fácil visualização e identificação das causas ou problemas mais importantes, possibilitando a concentração de esforços para saná-los. Isso não quer dizer que nem todos os problemas são importantes, mas sim que alguns precisam ser solucionados com maior urgência.

5.1.2. Metodologia

73. No contexto da Exploração e Produção de petróleo não é diferente. Nota-se, por exemplo, que 62 campos respondem por 97% da produção nacional, enquanto 280 campos respondem pelos outros 3%.

74. Partindo-se deste fato, foi desenvolvida uma metodologia, utilizando os diagramas de pareto, para permitir a classificação de um campo marginal.

75. O Estudo realizado se fundamentou no conceito trazido por Pareto. Onde foram estudadas linhas de corte para cada parâmetro testado, isto é, um campo será marginal quando este apresentar um valor inferior a linha de corte correspondente a determinados parâmetros.

76. Durante os estudos foram identificados 4 ambientes distintos no Brasil: Pré-sal, Pós-sal de águas profundas, Pós-sal de águas rasas e Onshore. Sendo que o Pré-sal foi excluído por ser considerado de elevada economicidade.

77. A linha de corte foi determinada da seguinte maneira:

I - Passo 1: Ordena-se os valores do critério em estudo, por exemplo, produção por campo, em ordem crescente;

- II - Passo 2: Ordena-se em ordem crescente o valor acumulado das amostras e calcula-se o seu percentual acumulado;
- III - Passo 3: É encontrada a linha de corte de acordo com o percentual do valor acumulado estabelecido;
- IV - Passo 4: O critério de classificação será aplicado a todos aqueles campos com produção menor ou igual a linha de corte encontrada.

78. O passo 3 foi estudado a partir da análise dos dados e por tentativa e erro. Uma vez que dispúnhamos das informações relativas a economicidade dos campos, foi escolhido um percentual que não abrangesse campos considerados de maior economicidade.

79. Desta forma, foi escolhido o percentual de 10% para a determinação da linha de corte, que se mostrou adequado para os parâmetros considerados.

80. Para fins de entendimento, o gráfico abaixo representa a explicação do parágrafo anterior, utilizando-se como exemplo o ambiente Onshore. A partir do percentual acumulado escolhido (10% - passo 1), determina-se o número de campos que estão enquadrados naquele percentual (passo 2) e a produção que representa o limite para o percentual acumulado (passo 3), ou seja, o valor que delimita o conjunto.

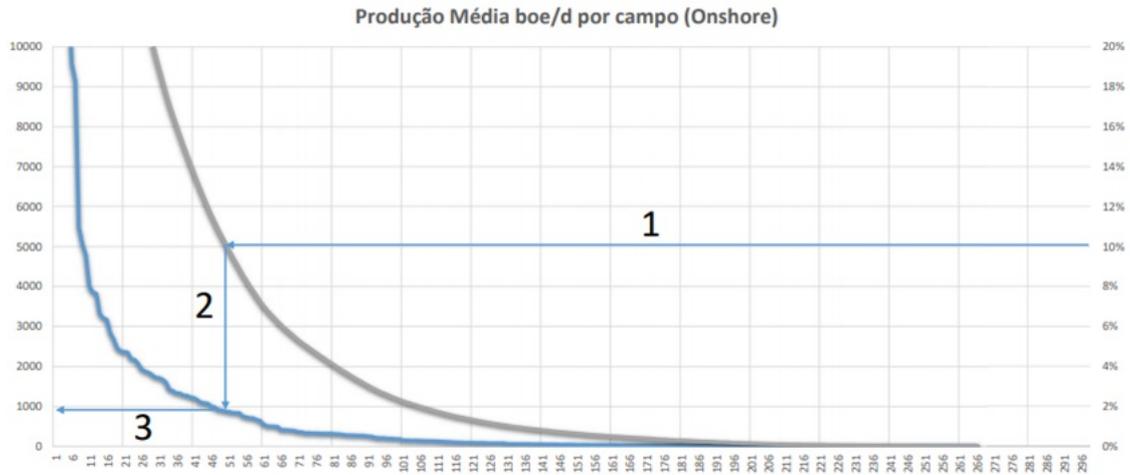


Figura 1 - Produção Média boe/d por campo – Onshore.

81. Ainda sobre o gráfico anterior, pode-se fazer a seguinte leitura: ao estabelecer o percentual de 10% para determinação da linha de corte, há aproximadamente 214 (266 ativos – 51) campos considerados como marginais, pois seus volumes de produção (boe/dia) se encontram abaixo do valor encontrado para a linha de corte, cujo valor é 900 boe/dia.

82. Esta metodologia foi então aplicada para cada critério/ambiente.

5.1.3. **Determinação dos critérios**

83. A avaliação por produção consiste em determinar a marginalidade de um campo através da avaliação de alguns parâmetros. São eles:

- I - Vazão total do campo;
- II - Vazão média por poço;
- III - Características geográficas: Divisão em três ambientes (Terra, Águas rasas e Águas profundas);

84. Esses mesmos critérios já haviam sido discutidos pelo IBP, e são apresentados no comparativo a seguir, em conjunto com a proposta da ABPIP de utilizar um único critério, sem subdivisão em ambientes:



Figura 2 - Resumo dos critérios propostos por cada instituição.

85. O IBP propôs a utilização dos critérios: produção por campo, produção por poço e VOIP, a serem avaliados a fim de determinar a marginalidade do campo. Parâmetros estes que usados de forma ,englobam 87% dos Campos que representam 11,1% da Produção Nacional.

86. Sugere, ainda, que a Agência conseguirá tornar seu processo de avaliação mais objetiva, pois ao se definir um valor de linha de corte para cada parâmetro, com a finalidade de aplicar a classificação automática, a ANP precisará apenas fazer a conferência se o valor apresentado for inferior ao valor da linha de corte, situação em que este campo será considerado como MARGINAL.

87. Em contrapartida, a ANP propôs modificações nos critérios, desconsiderando a aplicação do VOIP, para classificação, e alterando o conectivo "OU", para o "E", de forma que para o campo ser considerado Marginal, deverá atender aos parâmetros de forma simultânea.

88. Tais modificações levaram a redução da incidência de Campos considerados como Marginais para 60%, cuja Produção Nacional corresponde a 2,6% ou 93.890 boe/d.

5.1.4. Segmentação por ambientes

5.1.5. Deve haver a segmentação dos ambientes entre: Terrestre, Águas Rasas e Águas Profundas, sob o regime de Concessão. Devido as diferenças existentes entre os ambientes, quanto aos seus volumes e produtividade. Os campos do Pré-Sal devem ser expurgados da amostra a fim de não influenciar nas definições da linha de corte, levando-as a valores superiores e consequentemente permitindo que campos sejam classificados como marginais indevidamente.

5.1.6. De forma a corroborar a necessidade de tratamento diferenciado por ambiente, assim como a necessidade de fomentar investimentos visando incrementar a produção em campos com produção declinante, abaixo seguem os históricos de produção por ambiente (Terrestre, Águas Rasas e Águas Profundas sob regime de concessão), assim como os respectivos declínios aproximados observados.

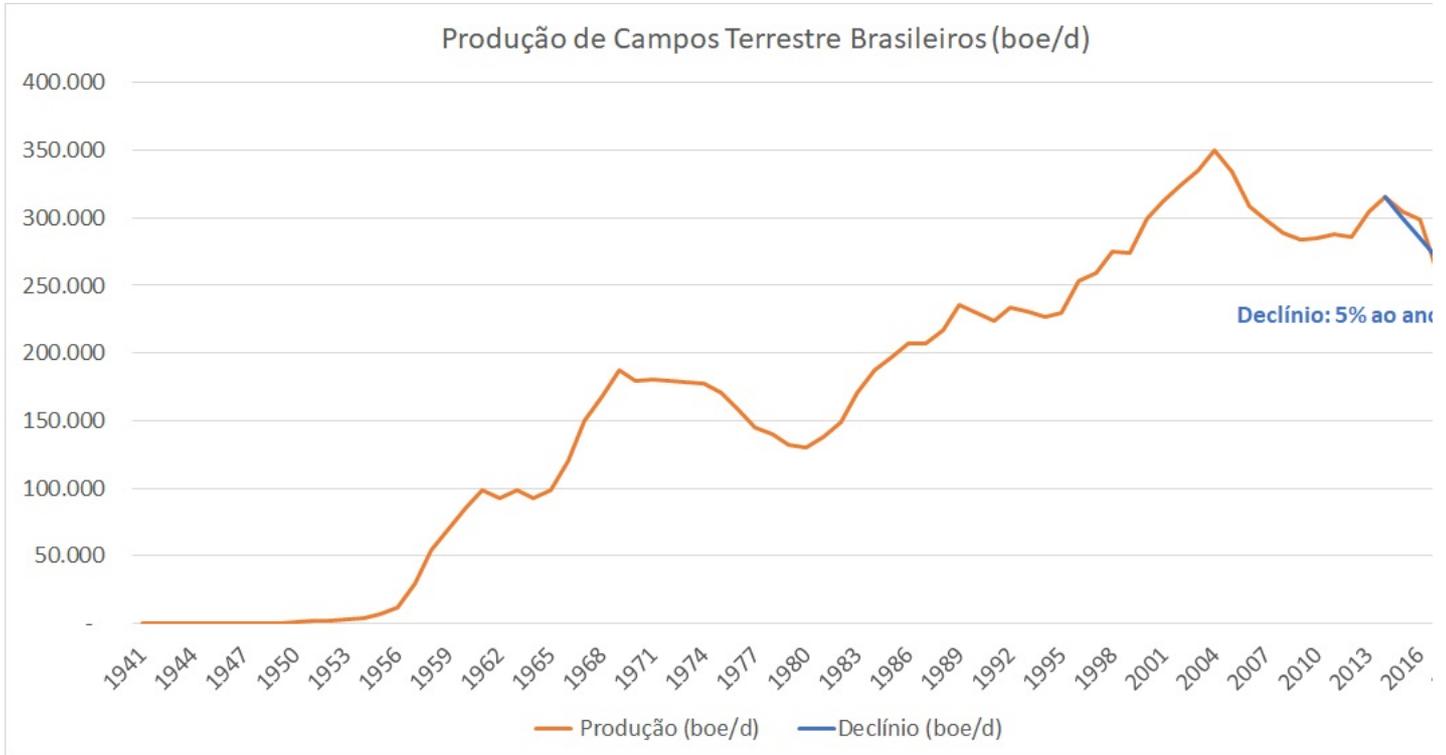


Figura 3 - Histórico de Produção dos Campos Terrestres e Respetivo Declínio (boe/d).

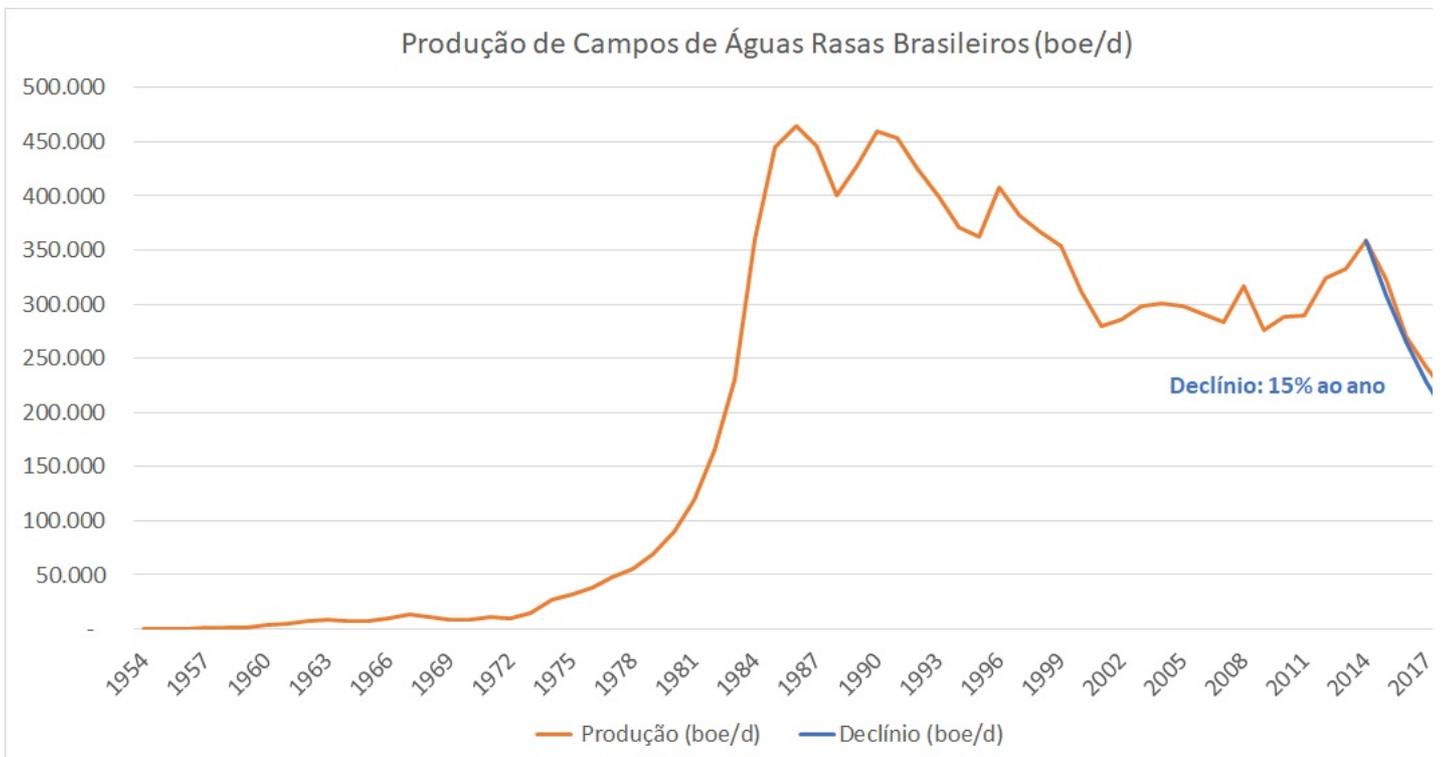


Figura 4 - Histórico de Produção dos Campos de Águas Rasas e Respetivo Declínio (boe/d).

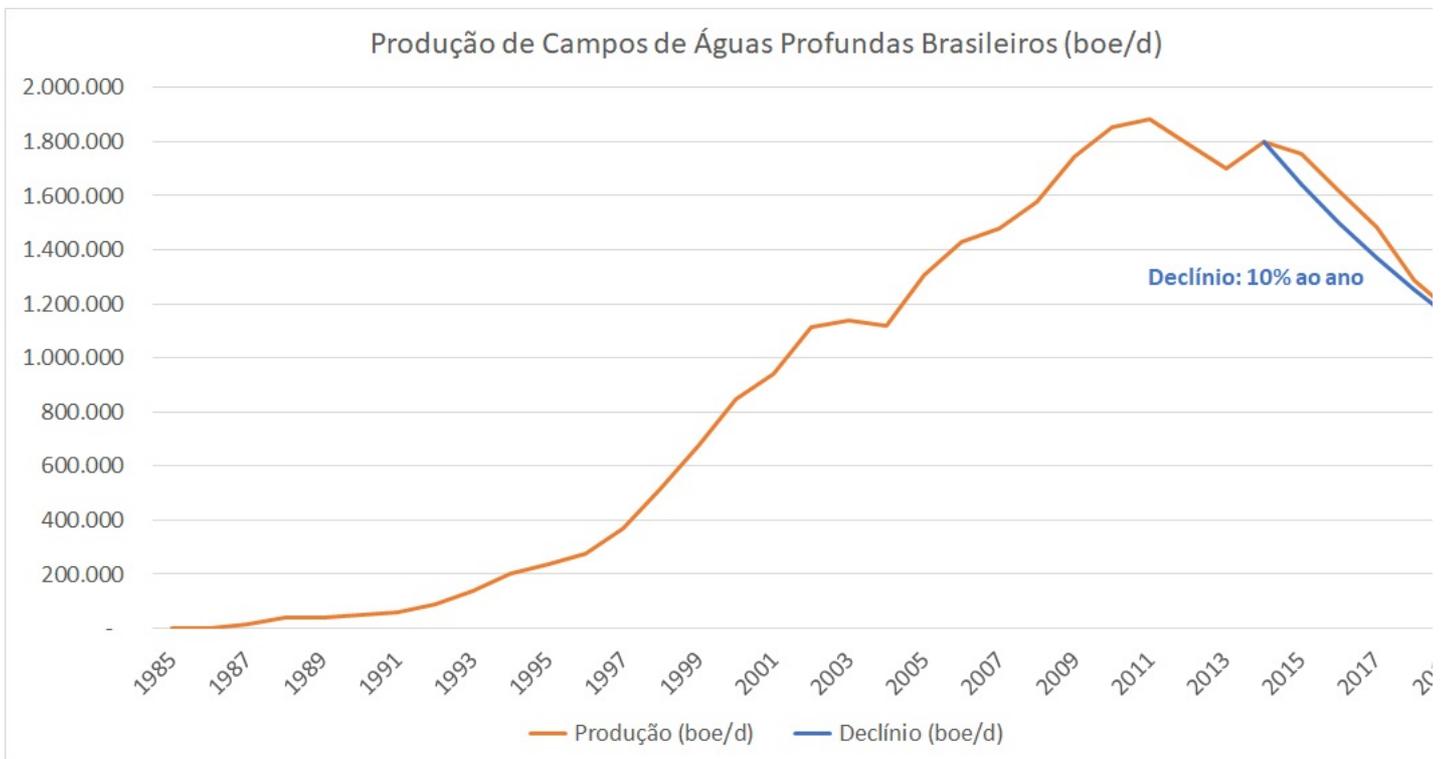


Figura 5 - Histórico de Produção dos Campos de Águas Profundas e Respetivo Declínio (boe/d).

5.1.7. Amostra Avaliada

89. Após decidir quais parâmetros seriam utilizados para determinação de um campo como marginal e que os três ambientes deveriam ser avaliados separadamente, os últimos anos de produção foram avaliados como horizonte de tempo, neste caso, os anos de 2016, 2017 e 2018.
90. A produção por poço representa a produção média do campo dividida pelo número de poços produtores do referido campo.
91. Desenvolvimento das avaliações e determinação das linhas de corte
92. As diretrizes para a avaliação nortearam a avaliação automática. As principais encontram-se abaixo:
- I - Definição de critérios, sendo eles: produção por campo e produção por poço
 - II - Avaliação de forma independente dos Ambientes: Terrestre, Offshore Águas Rasas e Offshore Águas Profundas;
 - III - Amostra dos 3 anos anteriores (2016, 2017 e 2018).
93. A seguir será demonstrado como determinar as linhas de corte através dos parâmetros: Produção por Campo e Produção por Poço. A partir desta definição será possível classificar o campo que apresentar valor inferior ao determinado pela linha de corte, como marginal pelo critério de produção.
94. Determinação das linhas de corte para a Produção por campo e Produção por poço
95. A definição dos valores das linhas de corte, conforme a metodologia aplicada embasada no Modelo de Pareto, utilizou uma amostra de 10% para cada Ambiente e os valores encontrados estão apresentados na tabela abaixo:

Tabela 1 - Resumo dos parâmetros.

Ambiente	Prod por Campo (boe/d)	Prod por Poço (boe/d)
Onshore	900	30
Offshore águas rasas	2.000	350
Offshore águas profundas	20.000	1.800

96. Os valores definidos como linha de corte sofreram arredondamento, para valores mais próximos inteiros. Estes valores refletem a realidade de hoje da produção dos campos terrestres e marítimos em águas rasas e águas profundas no Brasil. Se, por alguma razão, essa realidade se alterar significativamente, para maior ou para menor, deve-se refazer as análises.
97. A título de exemplificação, o gráfico a seguir apresentara as linhas de corte da produção por poço para o ambiente Onshore.

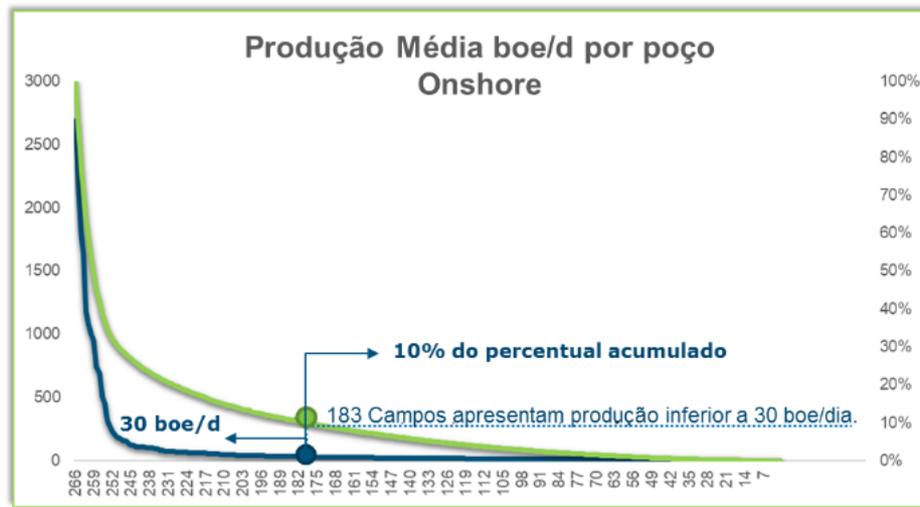


Figura 6 – Produção Média boe/d por poço Onshore.

98. As tabelas abaixo mostram o resumo das linhas de corte (com valores arredondados) para a produção por campo e por poço em boe/d e os números de campos em fase de produção que são classificados como marginais a partir dos valores encontrados.

Tabela 2 - Resumo do enquadramento pelo critério produção por Campo.

AMBIENTE	PERCENTUAL	Produção por campo (boe/d)	Nº de campos	% dos campos considerados marginais
ONSHORE	10%	900	217	82%
ÁGUAS RASAS	10%	2.000	31	62%
ÁGUAS PROFUNDAS	10%	20.000	17	56%

Tabela 3 - Resumo do enquadramento pelo critério produção por poço.

AMBIENTE	PERCENTUAL	Produção por poço (boe/d)	Nº de campos	% dos campos considerados marginais
ONSHORE	10%	30	183	69%
ÁGUAS RASAS	10%	350	25	50%
ÁGUAS PROFUNDAS	10%	1.800	10	29%

99. Aplicando as premissas estabelecidas acima e considerando o período mais recente, de junho de 2018 a maio de 2021, a lista de campos enquadrados é atualizada conforme exemplificado em tabela abaixo. Destaca-se que o quantitativo de campos apresentado é o somatório de campos que atendem aos dois critérios (produção por campo e produção por poço) simultaneamente:

Tabela 4 - Resumo do enquadramento pelo critério produção por poço e campo.

AMBIENTE	Produção por campo (boe/d)	Produção por poço (boe/d)	Nº de campos	% dos campos considerados marginais
ONSHORE	900	30	196	75%
ÁGUAS RASAS	2.000	350	25	50%
ÁGUAS PROFUNDAS	20.000	1.800	15	40%

5.1.8. Campos de gás natural, ou com predominância de produção de gás natural

100. Como o tratamento se dará por campo e considerando que há a possibilidade da presença de reservatórios tanto de óleo, quanto de gás natural na área de um mesmo campo, a definição se um campo com produção total de gás natural predominante em relação à produção de petróleo deverá ser advinda da relação entre a produção desses dois fluidos.

101. Diante disso, campos com a razão de produção total gás natural total pela produção de petróleo superior à 1.000m³std/m³std serão considerados campos de produção predominante de gás natural, sendo que os que possuem essa razão inferior a esse valor serão considerados campos de produção predominante de petróleo.

102. Campos de gás natural, ou campos com predominância de produção de gás natural devem ter um tratamento diferenciado, tendo em vista que esse hidrocarboneto proporciona, de maneira geral, uma receita inferior quando comparada a campos de óleo, ou com predominância de produção de óleo. Uma estimativa para determinação de qual seria o valor médio em que a receita seria reduzida em função do fluido predominante, utilizou-se a média nacional do Preço de Referência de Petróleo (PRP) e o Preço de Referência do Gás Natural (PRGN) ponderado pela produção dos campos brasileiros, durante o período considerado na análise descrita no item acima (2016 a 2018) e fazendo uso do valor de equivalência energética entre o óleo e o gás natural utilizada na minuta de Resolução (mil m³ de gás natural corresponde a 1m³ de óleo), chegou-se aos valores expressos na tabela abaixo.

Tabela 5 - PRP e PRGN e comparativo entre valor de equivalência energética.

Ano	PRP (R\$/m ³)	PRGN (R\$/1.000m ³)	PRP/(PRBNx1.000)
2016	1.664,92	777,50	214,14%
2017	1.680,86	783,14	214,63%
2018	1.693,69	785,80	216,58%
MÉDIA	1.679,83	782,16	214,77%

103. De maneira geral, diante das informações apresentadas, o campo de gás natural deve produzir mais que o dobro de um campo de óleo para terem a mesma receita, de acordo as premissas expostas no parágrafo anterior.

104. Para fins de definição de marginalidade do campo, será feita correlação ao valor médio do preço de referência, fazendo ajustes na linha de corte com os parâmetros de produção média do campo e produção média por poço, conforme exposto na tabela abaixo. Destaca-se que o quantitativo de campos apresentado é o somatório de campos que atendem aos dois critérios (produção por campo e produção por poço) simultaneamente, para o período de junho de 2018 a maio de 2021:

Tabela 6 - Resumo do enquadramento pelo critério de Campos de gás natural, ou com predominância de produção de gás natural.

AMBIENTE	Produção por campo (boe/d)	Produção por poço (boe/d)	Nº de campos	% dos campos considerados marginais
ONSHORE	1.800	60	31	10,73%
ÁGUAS RASAS	4.000	700	6	12,00%
ÁGUAS PROFUNDAS	40.000	3.600	3	7,89%

5.2. ENQUADRAMENTO POR BSW

105. Embora a adoção do BSW (Basic Sediments and Water) possa denotar tratar-se de um critério relacionado à maturidade de um campo, tendo em vista que o BSW se eleva com o passar da produção do campo. Apesar disso, essa variável afeta diretamente a rentabilidade de um Projeto de Exploração e Produção de Petróleo, principalmente quando campos cuja produção de água fica acima de 90% do volume de fluidos produzidos.

106. Produzir um campo com elevado BSW implica em custos operacionais mais elevados em função da necessidade de dispor de maiores capacidades de tratamento primário e, tratamento da água para descarte de acordo com normas ambientais vigentes, em relação a um campo que produz o mesmo volume de óleo com BSW inferior.

107. Ademais, geralmente o crescimento na produção de água está relacionado ao declínio da produção de óleo, em função de propriedades físico-químicas que favorecem a produção de água em detrimento da produção do óleo, conforme exemplificado no gráfico abaixo. Esse fato incorre na diminuição das receitas advindas da produção de óleo declinante, sendo que os custos operacionais não sofrem alteração proporcional à queda de receita.

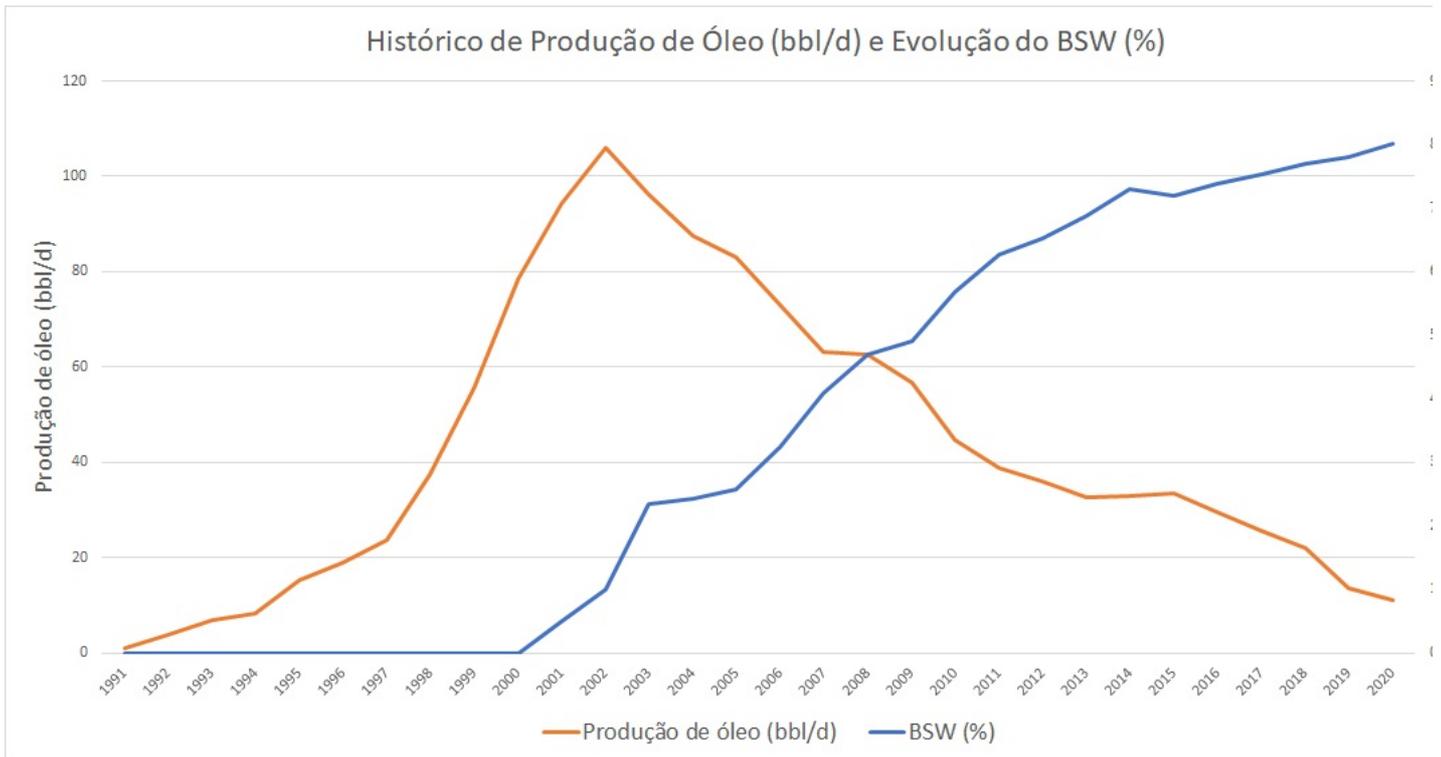


Figura 7 - Produção de óleo (bbl/d) e Evolução do BSW (%) de um campo hipotético

108. Quanto a diferenciação, optou-se por adotar valores distintos para campos marítimos de águas profundas, águas rasas e terrestres, tendo em vista que as operações de campos terrestres conseguem lidar de forma menos custosa com a produção de água em níveis elevados do que campos offshore, resultando em campos operando com maior BSW. Para confirmar essa informação foram levantados os BSWs médios para os campos onshore e offshore durante o ano de 2020, conforme abaixo:

Tabela 7 - BSW médio por ambiente durante o ano de 2020.

AMBIENTE	MÉDIA DO BSW (%)
ONSHORE	66,9%
ÁGUAS RASAS	58,6%
ÁGUAS PROFUNDAS	49,7%

109. Diante dessa diferença, optou-se pelo estabelecimento de percentuais distintos para o BSW entre os ambientes, para o período de junho de 2018 a maio de 2021.

Tabela 8 - Resumo do enquadramento pelo critério BSW por campo.

AMBIENTE	BSW MÍNIMO (%)	Nº de campos	% dos campos considerados marginais
ONSHORE	98%	7	2,90%
ÁGUAS RASAS	90%	4	9,09%
ÁGUAS PROFUNDAS	80%	3	8,33%

5.3. ENQUADRAMENTO DE CAMPOS DEVOLVIDOS OU EM DEVOLUÇÃO À ANP COLOCADOS EM OFERTA PERMANENTE

110. A minuta prevê o enquadramento de todos campos devolvidos ou em processo de devolução à ANP e colocados em oferta permanente como marginais.

111. Busca-se com esse critério regulamentar, dando transparência e previsibilidade, à uma prática já implementada pela ANP, uma vez que quando esses campos são candidatos à inclusão da oferta permanente, é recomendado que sejam licitados como áreas inativas com acumulações marginais.

5.4. ENQUADRAMENTO POR GRAU API

112. O grau API ($^{\circ}$ API) é uma escala criada pela American Petroleum Institute (API) e é utilizada comumente pela Indústria de Petróleo e serve para medir a densidade relativa de líquidos.
113. De acordo com a ANP, há três classificações de acordo com essa escala: óleo leve ($\geq 31^{\circ}$ API); óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e óleo pesado (< 22 API).
114. A produção de óleo pesado incorre em custos mais elevados para o desenvolvimento dos campos, demandando, em alguns casos, a implantação de aquecedores em tanques, tratadores, linhas de produção, risers etc. Além disso, há tendência de que haja deságio do valor do óleo em função da presença de frações pesadas de hidrocarbonetos.
115. Diante disso, resolveu-se incluir o critério de densidade (grau API) como parâmetro para determinação de marginalidade de um campo, porém atrelado a um limite de vazão do campo como um todo. Esses parâmetros, assim como o quantitativo de campos enquadrados são apresentados na tabela abaixo, para o período de junho de 2018 a maio de 2021:

Tabela 9 - Resumo do enquadramento pelo critério API por campo.

AMBIENTE	GRAU API	Produção por Campo (boe/d)	Nº de campos	% dos campos considerados marginais
ONSHORE	22	1.350	46	16,97%
ÁGUAS RASAS	22	3.000	3	6,82%
ÁGUAS PROFUNDAS	22	30.000	8	22,22%

116. Cumpre ser destacado que o grau API utilizado foi a média mensal dos anos de 2016 a 2018.
117. De forma a propiciar uma análise comparativa entre os casos enquadrados nos critérios apresentados no parágrafo anterior, foram gerados gráficos que representam nos quais as áreas das bolhas representam os volumes recuperáveis referentes às reservas 2P apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas, referente à data de 31/12/2020 (BAR 2020). Destaca-se que foram apresentadas apenas os campos de Águas Rasas e Águas Profundas, tendo em vista o quantitativo de campos, que no caso de terra inviabiliza uma leitura adequada do gráfico. Ademais, destaca-se que os campos enquadrados, seguindo os critérios do parágrafo anterior foram destacadas em cor com um tom de azul mais escuro que as demais.

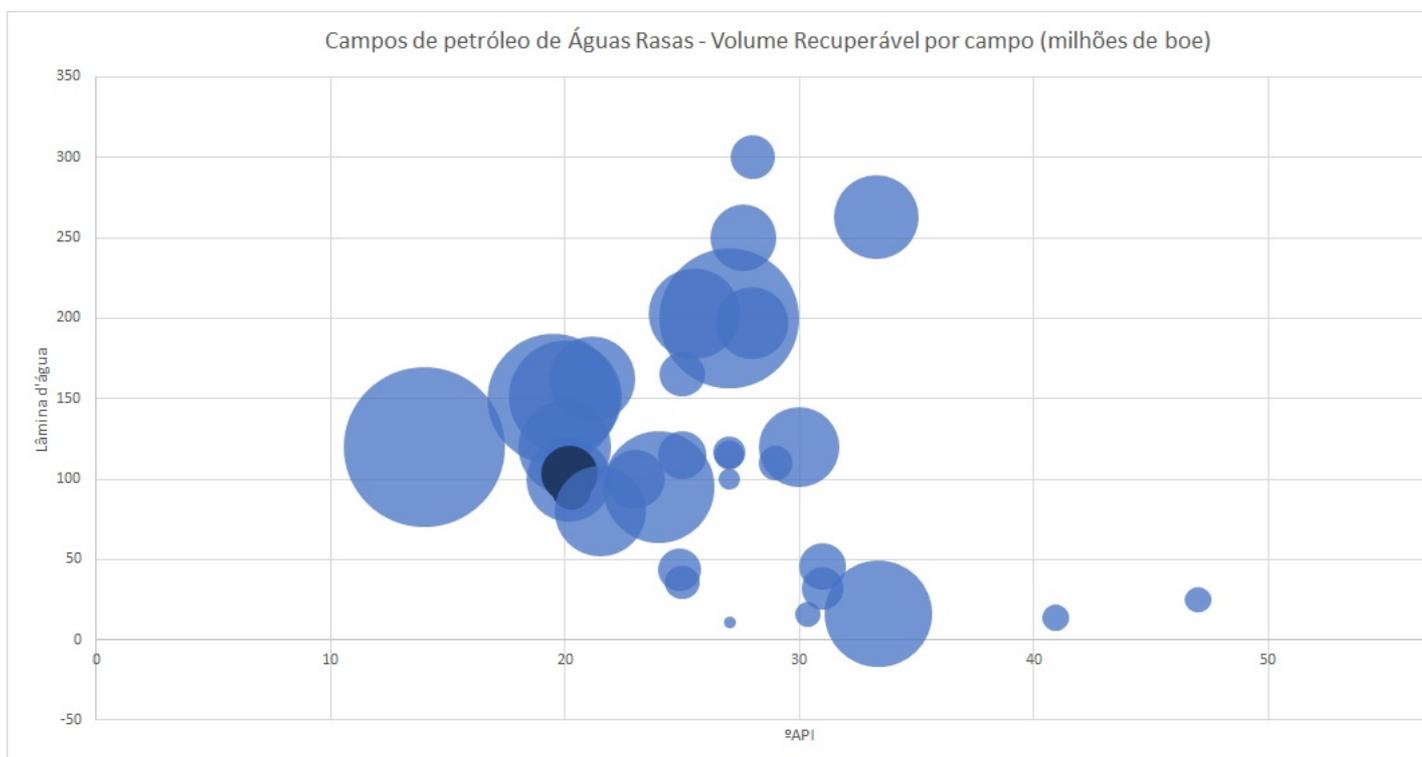


Figura 8 - Gráfico de bolhas de área representando volume recuperável (milhões de boe), relacionando com o $^{\circ}$ API do óleo e lâmina d'água - Campos de Águas Rasas (Fonte: BAR 2020)

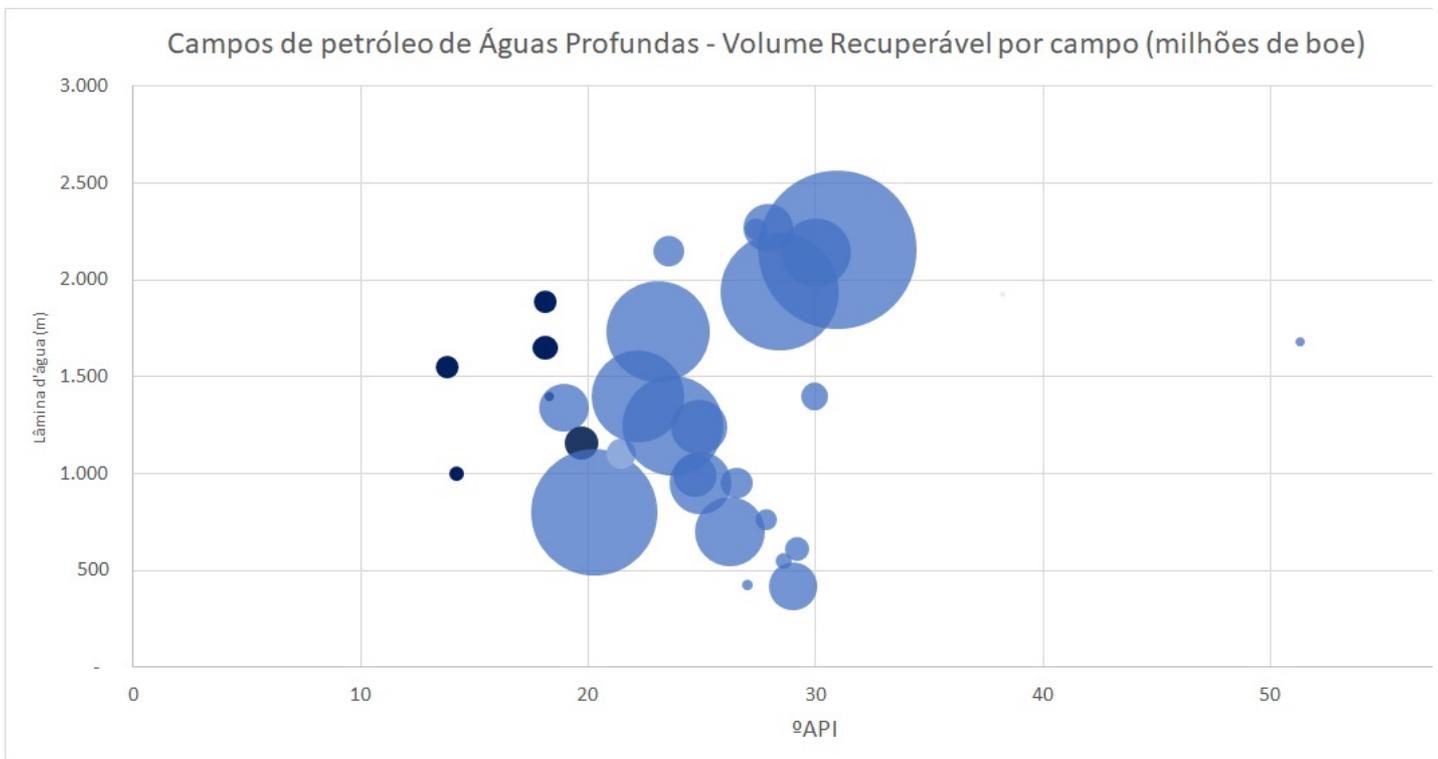


Figura 9 - Gráfico de bolhas de área representando volume recuperável (milhões de boe), relacionando com o ρ API do óleo e lâmina d'água - Campos de Águas Profundas (Fonte: BAR 2020)

5.5. ENQUADRAMENTO POR DISPOSIÇÃO TRANSITÓRIA

118. A minuta prevê ainda o enquadramento como campo marginal, por disposição transitória, de campos cuja declaração de comercialidade foi efetuada há mais de 10 anos, entretanto, nunca entraram na fase de produção.

119. Destaca-se que a resolução CNPE nº 2/2016 determinou que:

Art. 2º Determinar à ANP que, no prazo de até trinta dias contados da publicação desta Resolução, notifique as concessionárias operadoras de campos que não tenham apresentado produção nos últimos seis meses para que restabeleçam a produção nos próximos doze meses, ou para que, nesse período, transfiram os direitos sobre esses campos para empresas que se comprometam e tenham capacidade de cumprir a produção.

120. Sendo assim, os campos cuja produção não foi iniciada nos termos da minuta em tela, estão em devolução, foram cedidos ou estão em processo de cessão. Há ainda os campos que foram objeto de acordo que encerrou a controvérsia envolvendo as áreas do Parque das Baleias. Dessa forma, não se espera que essa situação ocorra para novos campos, o que justifica o enquadramento pelo critério da temporalidade de forma transitória.

121. Entretanto, para esses campos, entende-se que já se passou mais de um terço da fase de desenvolvimento e produção sem que isso de fato tenha sido viabilizado economicamente, o que caracteriza sua marginalidade.

5.6. SIMULAÇÃO DO RESULTADO DA CLASSIFICAÇÃO DE UM CAMPO COMO MARGINAL

122. Com os critérios de enquadramento descritos anteriormente foram gerados conjuntos, onde se observa que a maior parte dos campos foram enquadrados pelo critério de vazão, sendo que há acréscimo em número menor de campos pelos demais critérios.

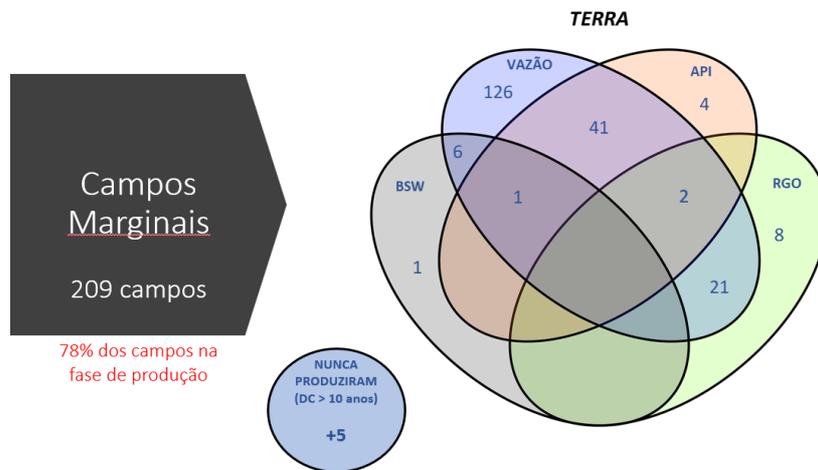


Figura 10: Simulação do quantitativo de campos terrestres enquadrados como marginais.

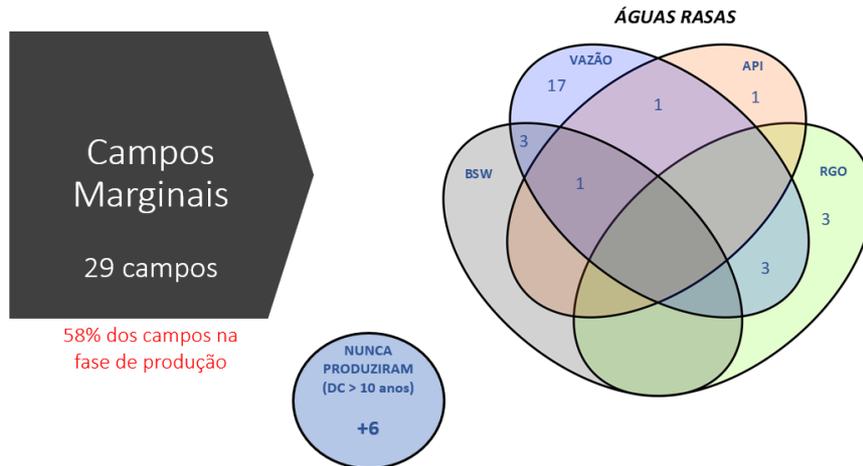


Figura 11: Simulação do quantitativo de campos marítimos em águas rasas enquadrados como marginais.

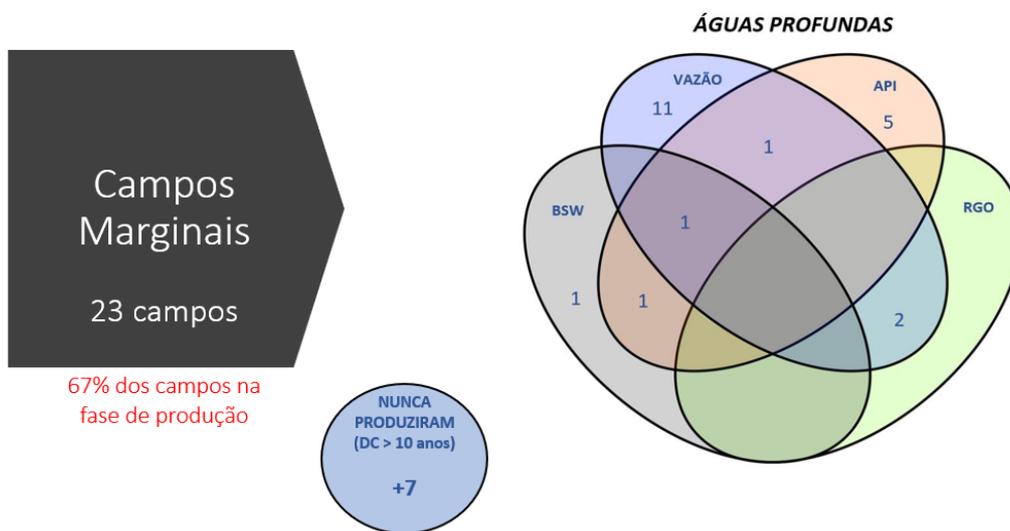


Figura 12: Simulação do quantitativo de campos marítimos em águas profundas enquadrados como marginais

123. A tabela abaixo sintetiza as informações da simulação do enquadramento dos campos marginais pelos critérios contemplados na minuta de resolução, por ambiente de produção:

Tabela 11 - Resumo da simulação dos campos enquadrados como marginais

Número de campos enquadrados por cada critério					
	a)Vazão	b)RGO	c)API	d)BSW	DC>10 anos s/ produção
Terra	197	31	48	8	5
Águas Rasas	25	6	3	4	6
Águas Profundas	15	3	8	2	7
Campos enquadrados por um ou mais critérios					
	Total	% dos campos produtores enquadrados			
Terra	214	78%			
Águas Rasas	35	58%			
Águas Profundas	30	67%			

124. Embora o percentual de campos em produção enquadrados seja relativamente alto, destaca-se aqui que não estão incluídos os campos que ainda se encontram em fase de desenvolvimento. Além disso, quando se compara o percentual de produção oriundo desses campos com o total de produção nacional, observa-se que é inferior à 5%.

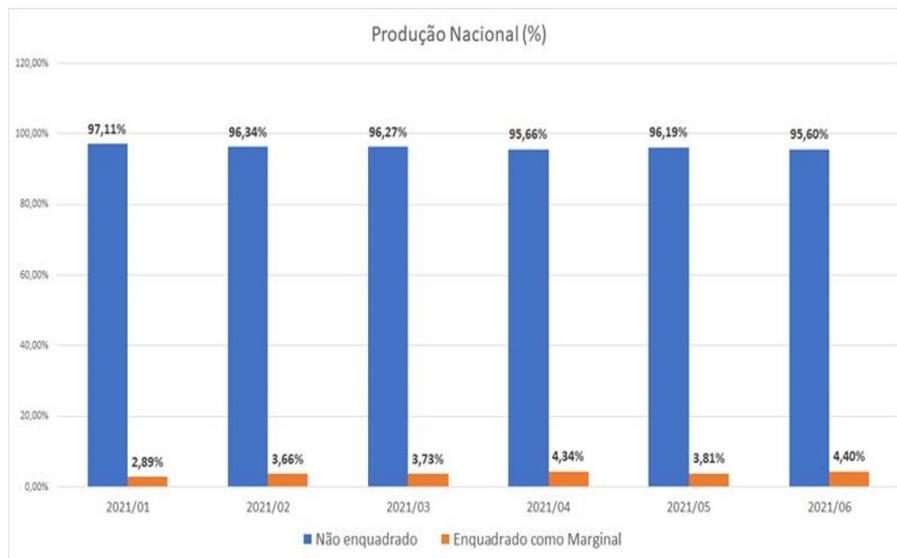


Figura 13 - Percentual da produção nacional oriunda dos campos enquadrados como marginais (Fonte: BMP 2021)

125. Concluiu-se que, quando um campo for classificado como marginal o mesmo manterá sua classificação como marginal por no mínimo cinco anos. Após esse período sem que tenha sido mantido ou obtido novo critério de enquadramento, caso não seja mais observada a realização de atividades visando a maximização da recuperação dos recursos in situ dos reservatórios e a extensão de vida útil do campo ou se verifique que o Volume Original In Situ de petróleo ou de gás natural tiver sofrido elevação de vinte e cinco por cento (25%) em relação ao momento do enquadramento, o campo ou acumulação poderão ser desenquadrados.

126. O desenquadramento não ocorrerá de forma automática, pois espera-se que com esforço por parte da empresa, na aplicação de capital, ocorra a maximização da produção, e conseqüentemente o campo poderia não enquadrar mais nos parâmetros estabelecidos.

127. Ademais, na hipótese de desenquadramento automático criam-se riscos não desprezíveis de desincentivar a adoção de tecnologias e práticas mais eficientes por parte dos concessionários, uma vez que elas poderiam, em tese, dar ensejo à reenquadramento da área e, como consequência, diminuir os benefícios esperados com o novo modo de produção. Não é demais ressaltar que o Art. 8º da Lei 9.478/1997, no seu inciso X, atribui à ANP o papel de “estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento”.

6. **ASPECTOS TÉCNICOS DA MINUTA - ACUMULAÇÕES COM ECONOMICIDADE MARGINAL**

128. Traçou-se um paralelo com o enquadramento por produção de campos marginais, quando da definição de um percentual de 10% para a determinação da linha de corte, porém considerando os Fatores de Recuperação (FRs) das acumulações que já encerraram sua produção, assim como a estimativa dos FRs das acumulações com menor representatividade nos volumes recuperáveis por ambiente, dentro da ótica do Princípio de Pareto.

129. Apesar de ter-se considerado os valores de reservas 2P, associada ao volume já produzido (volume recuperável 2P), conforme foi informado pelas operadoras por meio do Boletim Anual de Recursos e Reservas, referentes ao dia 31/12/2020 (BAR 2020), os valores que definirão se uma acumulação apresenta economicidade marginal também incluirão acumulações não desenvolvidas e, dessa forma, apresentam apenas recursos contingentes atrelados.

130. Para manter-se a coerência com o volume recuperável 2P, serão considerados os recursos contingentes 2C, isso representaria apenas uma variação na escala de chance de comercialidade, sem haver alteração na escala de incerteza, conforme exemplificado na figura abaixo.

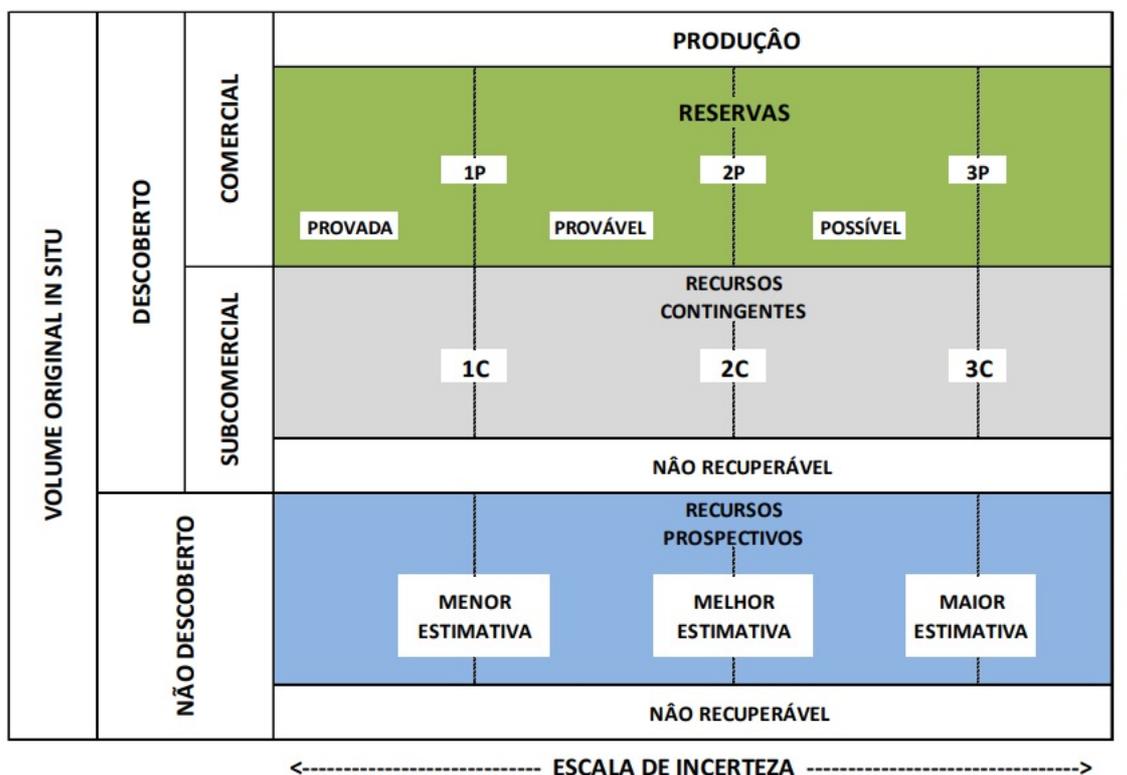


Figura 14 - Quadro de classificação de recursos (fonte: adaptado do Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, 2011)

131. Apesar da intenção de implementar esse enquadramento para campos com Recursos Contingentes 2C, a ANP não dispõe de informação de Recursos Contingente 2C, conforme Resolução ANP nº 47, de 03/09/2014. Dessa forma, será necessária a apresentação dessa informação complementarmente ao Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), devidamente certificada, por empresa independente

132. Assim como no critério de produção para campos com economicidade marginal, deve haver a segmentação dos ambientes entre: Terrestre, Águas Rasas e Águas Profundas, sob o regime de Concessão. Devido as diferenças existentes entre os ambientes, quanto aos seus volumes e produtividade. As acumulações do Pré-Sal devem ser expurgados da amostra a fim de não influenciar nas definições da linha de corte, levando-as a valores superiores e consequentemente permitindo que acumulações sejam classificadas como marginais indevidamente.

Tabela 11 - Resumo do enquadramento pelo critério de volume recuperável.

AMBIENTE	PERCENTUAL	Volume recuperável (boe)	Nº de acumulações	% das acumulações considerados marginais
ONSHORE	10%	2.000.000	2216	87,3%
ÁGUAS RASAS	10%	10.000.000	306	78,3%
ÁGUAS PROFUNDAS	10%	90.000.000	111	71,2%

133. A definição de que as acumulações marginais serão limitadas às acumulações que não foram desenvolvidas, ou que não apresentem mais viabilidade técnica ou econômica para produção. Essa limitação surge do fato de que as acumulações em produção agregam produção para os respectivos campos, sendo que nesse caso, já são consideradas para a definição do campo como marginal.

134. Ademais, da mesma forma proposta para campos, a minuta prevê o enquadramento como marginais para acumulações na fase de desenvolvimento e produção há mais de 15 anos cuja produção não foi iniciada, por meio de dispositivo transitório, período que representa mais da metade da fase de desenvolvimento e produção.

135. No caso de acumulações, em muitos casos a infraestrutura para produção é existente, busca-se com isso, estimular a produção desses reservatórios.

7. CONTRIBUIÇÕES DE OUTRAS UORGS

136. Por meio dos ofícios nº 7/2021/SPD/ANP-RJ (1206965) e nº 19/2021/SPD/ANP-RJ (1459095) a SPD informou que não possui nenhum comentário que possa contribuir com o aperfeiçoamento da Minuta de Resolução encaminhada.

137. As contribuições recebidas pela SSM por meio do Ofício nº 235/2021/SSM/ANP-RJ (1228901) foram consideradas na revisão da primeira versão da minuta. Enquanto as contribuições relacionadas à nova versão, recebidas por meio do Ofício nº 448/2021/SSM/ANP-RJ (1460141), foram incorporadas à minuta. Em alguns casos, o texto proposto foi alterado visando as melhorias sugeridas.

138. No que diz respeito a preocupação apontada pela SSM sobre a necessidade de separar os limites de vazão em óleo e gás natural, informamos que verificou-se a necessidade de aumentar os limites de vazão para os campos de gás natural, de forma que foi inserido um critério adicional para os campos de gás natural, de forma a alterar esses limites para esses casos.

139. As contribuições recebidas pelo NFP por meio do Ofício nº 238/2021/NFP/ANP-RJ(1241265) foram consideradas para alteração da primeira versão da minuta. Posteriormente, por meio do Ofício nº 620/2021/NFP/ANP-RJ (1466273) o NFP informou que, após a análise do texto, não identificou-se mais sugestões de aprimoramento.

140. Por meio do Ofício nº 72/2021/SAG/ANP-RJ (1478857) a SAG informou que não possui, contribuições para melhoria da minuta dentro de suas atribuições.

141. A SCL apresentou primeiramente suas contribuições por meio do Ofício nº 100/2021/SCL/ANP-RJ(1227561), que foram consideradas para alteração da minuta. Posteriormente, por meio do Ofício nº 283/2021/SCL/ANP-RJ(1479930), informou que não possui nenhum comentário específico relativo ao Conteúdo Local que possa contribuir para o aperfeiçoamento da minuta, mas apresentou algumas considerações gerais foram incorporadas à versão atual. Em alguns casos, o texto foi alterado para maior clareza do objetivo.

142. Algumas sugestões se referiam às definições, uma vez que algumas definições trazidas na minuta estão diferentes de resoluções antigas. O entendimento da SDP é que é necessário alterá-las para melhor refletir as condições atuais. No caso de definições idênticas às existentes em outras resoluções, informamos que não foram inseridas novamente na minuta.

143. No que se refere ao item "f" do referido ofício, informamos que nos casos de jazida compartilhada, para se caracterizar a marginalidade, a avaliação precisa ser feita considerando a jazida inteira, uma vez que o desenvolvimento também é pensado como um todo.

144. Em relação ao item "g", entendemos que devem ser analisadas as particularidades de cada caso, observando a maximização da produção.

145. A SPG apresentou primeiramente suas contribuições Ofício nº 449/2021/SPG/ANP-RJ(1321963), que foram consideradas para alteração da minuta. Posteriormente, por meio do Ofício nº 738/2021/SPG/ANP-RJ (1481274), informou que no estágio atual, ainda não são avaliados os potenciais efeitos nas Participações Governamentais.

146. Entretanto, considerando eventuais incentivos que poderão ser avaliados e implementados posteriormente, fez algumas considerações e propôs que fosse considerada a manifestação das UORGS com potenciais impactos antes da decisão final de enquadramento.

147. A SDP entende que a minuta de resolução trata exclusivamente da definição e enquadramento de campos e acumulações marginais. E que eventuais incentivos, bem como os limites para sua concessão devem ser contemplados em resolução específica sobre o tema.

148. Para tal, a SDP propõe que seja criado um grupo de estudos, com a participação de outras UORGS, incluindo a SPG, para avaliação dessa proposta regulatória.

149. Ademais, a SPG sugeriu considerar uma medida simplificada de economicidade (preço e custo operacional), de forma que seja contemplada mudança de enquadramento.

150. Informamos que essa medida encontra as mesmas dificuldades apontadas na avaliação da alternativa caso a caso avaliada para elaboração da resolução, apresentada anteriormente. Ressalta-se ainda que na versão atual está contemplada a possibilidade de desenquadramento, mitigando a preocupação apontada.

151. As contribuições recebidas pela SEP por meio do Ofício nº 272/2021/SEP/ANP-RJ (1240813) foram consideradas na revisão da primeira versão da minuta. Por meio do Ofício nº 626/2021/SEP/ANP-RJ (1482499), a SEP informou que, no que se refere às suas atribuições, não possui nenhuma contribuição adicional relacionada à minuta de resolução

152. A SDC apresentou as primeiras contribuições à minuta por meio da Nota Técnica nº 22/2021/SDC/ANP-RJ (1251642), anexa a Ofício nº 95/2021/SDC/ANP-RJ (1251793), que conforme mencionado anteriormente, auxiliou na alteração na primeira versão da minuta. Posteriormente, por meio do Parecer nº 197/2021/SDC/ANP-RJ(1466434), anexo ao ofício Ofício nº 190/2021/SDC/ANP-RJ (1482811), apresentou manifestação técnica complementar acerca da proposta normativa.

153. Em relação à recomendação de que a SDP apresente os efeitos esperados ou possíveis decorrentes do normativo em proposição, considerando eventuais benefícios ou incentivos, uma vez que o enquadramento de acumulações marginais podem impor aos agentes econômicos custos com certificação das reservas, destaca-se que essa análise de enquadramento ocorrerá apenas por solicitação do operador, de forma que tais custos não serão impostos.

154. Ademais, ressaltamos o nosso entendimento de que eventuais incentivos aos campos ou acumulações enquadrados não são objeto da minuta de resolução, e deverão ser avaliados de forma independente, por meio de um grupo multidisciplinar que avalie todos os impactos. O texto que define o objetivo

da minuta foi alterado de forma a esclarecer esse ponto, suprimindo-se o termo "fins de Política Energética Nacional".

155. Em relação ao enquadramento de campos localizados em águas profundas, na hipótese de o grau API do petróleo ser inferior a 22 (característica de óleos pesados), a SDC apontou a preocupação com inclusão de campos com maior lucratividade localizados no pré-sal.

156. Ressalta-se que essa possibilidade foi afastada ao se estabelecer um limite máximo de vazão. Esse limite, mesmo que superior àquele utilizado para enquadramento por vazão, engloba um número menor de campos, nos quais não estão contemplados os campos mais lucrativos.

157. Ademais, destaca-se que campos do pré-sal foram expurgados da amostra utilizada para estabelecer essa linha de corte, a fim de não influenciar nas definições, levando-as a valores superiores e consequentemente permitindo que campos sejam classificados como marginais indevidamente.

158. No que diz respeito à previsão no inciso IX do Art. 9º de que campos em processo de devolução à ANP sejam enquadrados como campos marginais. Destaca-se que nos referimos apenas aqueles campos destinados a oferta permanente. E com isso, busca-se se dar transparência a um procedimento que vem sendo adotado, de incluir esses campos nas licitações de áreas marginais.

159. Quanto às outras sugestões constantes no parecer, informamos que foram incorporadas na versão atual da minuta.

8. DA MINUTA

160. A minuta de resolução em questão está disposta em quatro capítulos. O Capítulo I define o objeto a ser regulamentado e as disposições preliminares. O Capítulo II traz os dispositivos que focam no tema central da resolução e está subdividido em quatro Seções. A Seção I traz os procedimentos, a Seção II os critérios para enquadramento de campos marginais, a Seção III os critérios para enquadramento de acumulações marginais e a Seção IV os critérios para desenquadramento. O Capítulo III trata da publicidade e transparência e, por fim, o Capítulo IV, traz as disposições finais e transitórias.

161. A seguir são expostos os principais conteúdos de cada capítulo e do anexo.

162. O CAPÍTULO I - DISPOSIÇÕES PRELIMINARES possui dois artigos. O artigo 1º define o objeto do regulamento nos seguintes termos.

Art. 1º Esta Resolução dispõe sobre a definição e o procedimento para enquadrar campos e acumulações que apresentem economicidade ou produção marginal.

163. O artigo 2º traz em seus dez incisos as definições necessárias para o bom entendimento das disposições que se seguem.

164. O CAPÍTULO II - DO ENQUADRAMENTO DOS CAMPOS E ACUMULAÇÕES COMO MARGINAIS contém as disposições centrais da resolução e está subdividido em quatro Seções. A Seção I - Procedimentos apresenta, do artigo 3º ao 6º, as formas de enquadramento previstas no regulamento e as características das análises de enquadramento.

165. A Seção II - Critérios para Enquadramento de Campos Marginais, no artigo 7º define os critérios que devem ser obedecidos por campos terrestres, localizados em águas rasas ou em águas profundas para serem enquadrados como marginais.

166. Na Seção III - Critérios para Enquadramento de Acumulações Marginais, em seu artigo 9º, são apresentadas os critérios a serem atendidas por acumulações de petróleo e gás natural para serem enquadrados como economicamente marginais.

167. O artigo 10º traz os critérios para desenquadramento que compõe a Seção IV - Critérios para Desenquadramento.

168. O CAPÍTULO III, em seu Art. 12 estabelece a forma como será dada publicidade e transparência.

169. Finalmente, o CAPÍTULO IV - DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS, trata dos casos de enquadramento transitórios e remete as situações não tratadas na resolução à decisão da Diretoria Colegiada e estabelece a data para entrada em vigor da Resolução.

9. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

170. Considerando os resultados das reuniões realizadas com as partes interessadas e da Tomada Pública de Contribuições (TPC nº 08/2018), recomendamos que a proposta do Regulamento ora apresentada, seja submetida à apreciação da Diretoria Colegiada, após as devidas avaliações pela Coordenação de Qualidade Regulatória da Superintendência de Gestão Estratégica e pela Procuradoria Geral Federal junto à ANP, com o objetivo de submetê-la à Consulta e Audiência Públicas e às demais etapas do rito prévio à publicação da norma, em observância à legislação vigente aplicável e à transparência das ações da ANP.

171. Ademais, uma vez que a minuta de resolução trata exclusivamente da definição e enquadramento de campos e acumulações marginais, e que a Resolução CNPE nº 04/2020 recomendou à ANP que dê prosseguimento aos estudos e ações visando à implementação de eventuais incentivos à essas áreas, a SDP propõe que seja criado um grupo de estudos, com a participação de outras UORGs para avaliação de proposta regulatória específica sobre o tema.

172. Esta é a Nota Técnica.



Documento assinado eletronicamente por **MAIRA FORTES BONAFE, Assessora de Superintendência**, em 19/08/2021, às 16:12, 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 19/08/2021, às 16:13, 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 19/08/2021, às 16:13, 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 **ANDRE CABRAL GUIMARAES, Coordenador de Campos Maduros e de Economicidade Marginal Marítimos**, em 19/08/2021, às 16:13, 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 **ISIDORO GARCIA DOS SANTOS, Coordenador de Campos Maduros e de Economicidade Marginal Terrestres**, em 20/08/2021, às 10:52, 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, informando o código verificador **1560758** e o código CRC **1492BBB9**.