



NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 003/2019/SDP-CAT

Referências:

- i) Resolução CNPE nº 02/2016;
- ii) Resolução CNPE nº 17/2017; e
- iii) Resolução ANP nº 749/2018.

Anexos:

- i) Planilhas de Contribuições da TPC 08/2018; e
- ii) Apresentação sobre o resultado da TPC 08/2018 no Comitê do *Upstream* da ANP.

Assunto: Tomada Pública de Contribuições nº 08/2018 (TPC 08/2018).

I – OBJETIVO

1. Apresentar análise preliminar sobre o resultado da Tomada Pública de Contribuições nº 08/2018 (TPC 08/2018) acerca de eventual elaboração de instrumentos regulatórios que contemplem incentivos ao desenvolvimento e produção de acumulações de hidrocarbonetos com economicidade marginal.

II - INTRODUÇÃO

2. A Diretoria Colegiada da ANP, com base na Resolução de Diretoria nº 482, de 20/09/2018, regulamentou por meio da Resolução ANP nº 749 de 21/09/2019, publicada no Diário Oficial da União em 24/09/2018, os procedimentos para conceder redução da alíquota de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

3. Ato contínuo à publicação da referida Resolução ANP, a Diretoria Colegiada determinou – por meio da Ata da 947ª Reunião de Diretoria, realizada no dia 20 de setembro de 2018, que a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) e a Coordenadoria de Áreas Terrestres (CAT) elaborassem proposta de Tomada Pública de Contribuições (TPC) visando subsidiar a ANP quanto a elaboração de eventuais instrumentos regulatórios contemplando incentivos ao desenvolvimento e produção de campos originalmente com reservas de economicidade marginal, conceito que em muitas situações independe do nível de maturidade do campo.

4. A TPC é um instrumento que tem o objetivo de tornar público determinado assunto e colher sugestões dos agentes econômicos, da sociedade e dos demais entes públicos a respeito de temas de grande relevância, em respeito ao princípio da transparência.

5. Assim, o Diretor-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, no uso de suas atribuições e considerando que:



- i. Existem acumulações de hidrocarbonetos com economicidade marginal que não são declaradas comerciais ou que tenham sua produção interrompida por inviabilidade econômica devido a fatores como pequeno porte, características do óleo, desafios logísticos, técnicos ou operacionais;
 - ii. 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;
 - iii. 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;
 - iv. 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:
 - a. Incentivo à exploração e à produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres;
 - b. Incentivo ao aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;
 - c. Incentivo ao desenvolvimento de descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes; e
 - d. Estimular a extensão de vida útil dos campos, promovendo, simultaneamente, a cultura de preservação das condições de segurança e respeito ao meio ambiente.
 - v. As recentes iniciativas como a Resolução ANP nº 749, de 21 de setembro de 2018, que regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros, podem ser necessários outros instrumentos regulatórios, objetivando o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação brasileiro;
6. Decidiu aprovar a realização de uma Tomada Pública de Contribuições (TPC).
7. A Diretoria Colegiada da ANP resolveu convidar a sociedade a participar da TPC 08/2018 para coletar contribuições, dados e informações sobre a elaboração de instrumentos regulatórios que contemplem incentivos ao desenvolvimento e produção de acumulações de hidrocarbonetos ou campos originalmente com reservas de economicidade marginal, incluindo aquelas acumulações que apresentem desafios logísticos, técnicos ou operacionais para o desenvolvimento da produção, objetivando o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação.
8. Entre os dias 06/11/2018 e 05/12/2018, os interessados tiveram a oportunidade de participar da referida TPC, por meio de formulário disponível no endereço



www.anp.gov.br. As contribuições foram encaminhadas para o e-mail tpc_sdp@anp.gov.br.

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

10. No total foram 44 contribuições recebidas de cinco entidades no período de consulta da TPC 08/2018, conforme ANEXO I.

III - ANÁLISE PRELIMINAR DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

11. Conforme Gráfico 01, no período de consulta entre os dias 06/11/2018 e 05/12/2018, a ANP recebeu 44 contribuições advindas de cinco entidades e de uma pessoa física.

12. A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) e o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) contribuíram com 18 sugestões, as sociedades empresárias Petrobras, PetroRio e Premier Oil contribuíram com 24 contribuições e, uma pessoa física contribuiu com 2 sugestões.

Gráfico 01 – Resultado da TPC 08/2018



13. Dessas 44, após análise preliminar, foi possível subdividir as contribuições em 04 grandes Macrogrupos, quais sejam:

Handwritten signatures and initials in blue ink.



- i. MG1 – Critérios e metodologias para o gerenciamento de garantias financeiras para desativação e abandono;
- ii. MG2 – Aprimoramento/desenvolvimento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre a ANP e os Operadores;
- iii. MG3 – Critérios e metodologias para a definição e enquadramento de áreas ou campos como marginais; e
- iv. MG4 – Desenvolvimento de políticas e aprimoramento de resoluções, editais e contratos visando a incentivar à produção pelas pequenas e médias empresas de áreas ou campos na margem da economicidade.

III.1 - MG1 – Critérios e metodologias para o gerenciamento de garantias financeiras para desativação e abandono

14. O Macrogrupo 01 (MG01) contemplou 02 contribuições representando 4,5% do total recebido. Em síntese, as contribuições recomendaram a utilização do método da UK Oil and Gas Authority para o gerenciamento do fundo de provisionamento para fins de desativação e abandono.

15. Com relação a operacionalização desse fundo, a cada ano seriam calculados os custos previstos para abandono (CA) bem como o valor presente líquido do projeto (VPL). Quando o VPL anual for menor do que o CA, a diferença (CA-VPL) seria depositada como valor da garantia.

16. Conforme a justificativa apresentada, a proposta visa incentivar o operador a colocar novos poços em produção, investigando e desenvolvendo novos de “upsides” na área do contrato fazendo com que se estenda a vida útil do campo. Adicionalmente, possibilitar que os valores, antecipadamente depositados no fundo para abandono, fiquem sob o poder do operador para investir no próprio campo ou em outras áreas.

III.2 - MG2 – Aprimoramento/desenvolvimento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre a ANP e os Operadores

17. O Macrogrupo 02 (MG02) agregou 09 contribuições representando 4,5% do total recebido. Em resumo, as contribuições recomendaram simplificar e padronizar as informações relevantes ao acompanhamento das atividades de E&P e os Sistemas-ANP (I-SIGEP, I-ENGINE, DPP), assim como padronizar em uma única planilha-base os dados referentes aos boletins BMP, MOV, Comercialização de Gás, DRY, os Gastos Trimestrais, Conteúdo Local e Pagamento de Royalties,

18. Segundo a justificativa apresentada, as exigências atuais não trazem ganho de produtividade e oneram as despesas administrativas das pequenas e médias empresas. A simplificação dos Sistemas-ANP e a unificação das informações em uma planilha-base



visa trazer eficiência, qualidade e celeridade no processo de comunicação entre a ANP e os Operadores.

III.3 - MG3 – Critérios e metodologias para a definição e enquadramento de áreas ou campos como marginais

19. O Macrogrupo 03 (MG03) contemplou 05 contribuições representando 11% do total recebido. Dessas 05, inicialmente, foi possível separar em 03 propostas distintas referentes à critérios para definição e enquadramento de áreas ou campos como marginais, quais sejam:

- i. Considerar o critério de economicidade a ser definido pelo operador, com regulamentação específica, desvinculada das normas existentes;
- ii. Analisar caso a caso e considerar ao menos um dos fatores: a) Volume da acumulação; b) Característica do hidrocarboneto (viscosidade, API, RGO, etc); c) Características do reservatório (permeabilidade, espessura, pressão, temperatura etc); d) Distância das unidades de produção existentes; e) Lâmina d'água; e f) Profundidade do reservatório; e
- iii. Considerar a relação entre a média da produção diária (em boe/d) do ano anterior e a média da produção diária nacional e se, inferior a 3%, o campo é passível de enquadramento como marginal, reavaliando-se o enquadramento ou a perda de status a cada 3 anos.

20. Conforme justificativa apresentada, a economicidade de uma acumulação é impactada por diversos fatores, os quais podem ter maior ou menor impacto dependendo do contexto onde a acumulação está inserida. Adicionalmente, por mais que atualmente haja uma definição para Campos Marginais, a mesma é genérica, enquadrando-se quase que exclusivamente aos Campos *onshore* e que foram declarados não comerciais e devolvidos à ANP.

21. Sob o ponto de vista da indústria, na prática, existem vários campos (*onshore e offshore*), que possuem declarações de comercialidade e que não são desenvolvidos por questões técnicas e econômicas que colocam em dúvida a tomada de decisão para a continuidade dos investimentos.

22. Assim, os agentes que participaram da TPC 08/2018 entendem que se faz necessário o desenvolvimento de políticas e o aprimoramento das normas visando a contemplar incentivos para atração de investimentos ao desenvolvimento e produção de acumulações ou campos marginais, incluindo aquelas acumulações que apresentem desafios logísticos, técnicos ou operacionais para o desenvolvimento da produção, objetivando o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação.



III.4 - MG4 – Desenvolvimento de políticas e aprimoramento de resoluções, editais e contratos visando a incentivar a produção pelas pequenas e médias empresas de áreas ou campos na margem da economicidade

23. O Macrogrupo 04 (MG04) contemplou 35 contribuições representando 80% do total recebido. Dessas 35, preliminarmente, foi possível separar em 04 subgrupos (SGs) com temas específicos, quais sejam:

- i. SG01 - Desenvolvimento de políticas e diretrizes para revisão ou elaboração de resoluções sobre incentivos às áreas ou campos marginais;
- ii. SG02 - Aprimoramento/elaboração de resoluções, normas, editais e contratos;
- iii. SG03 - Aprimoramento de políticas visando aumentar a articulação e a comunicação entre a ANP, os Concessionários e os representantes do IBAMA; e
- iv. SG04 - Aprimoramento dos instrumentos legais para o processo de fiscalização da ANP.

III.4.1 - SG01 - Desenvolvimento de políticas e diretrizes para revisão ou elaboração de resoluções sobre incentivos às áreas ou campos marginais

24. No Subgrupo 01 (SG01) foram contempladas 17 contribuições representando 40% do total recebido. O SG01 retrata as principais sugestões acerca dos possíveis incentivos ao desenvolvimento e produção de acumulações ou campos originalmente com reservas de economicidade marginal.

25. Dentre as 17 questões, podemos destacar incentivos relacionados ao Refino, ao Escoamento e Processamento da Produção de Gás Natural e às Participações Governamentais conforme segue:

Refino

26. Diferenciar alíquotas de PIS/Pasep e Cofins para empresas de pequeno e médio porte, com o objetivo de aumentar a atratividade e garantir seus investimentos no desenvolvimento e produção dos campos com pequenas acumulações e, conseqüentemente no escoamento de sua produção.

Escoamento e Processamento da Produção de Gás Natural

27. Permitir acesso às linhas de escoamento assim como instalações intermediárias, para que a produção possa ser escoada até as refinarias ou Unidades de Processamento de Gás Natural.

28. Conforme justificativa, um dos principais gargalos para a comercialização da produção é o escoamento da mesma. Adicionalmente, existe a dificuldade de acesso às linhas de escoamento existentes, além do preço abusivo em alguns casos, chegando a 30% da receita. Regulamentar o acesso às linhas assim como às taxas de transporte poderia estimular o desenvolvimento dos pequenos campos.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the name 'Nestor' and other illegible marks.

Participações Governamentais

29. Possibilitar a redução de Royalties para 5% em:
- i. Áreas Marginais ou Campos Marginais;
 - ii. Teste de Longa Duração (TLD) na Fase de Exploração;
 - iii. Campo com abandono iminente, com reserva a se esgotar em menos de 10 anos; e
 - iv. Novas Acumulações a serem desenvolvidas em campos que já pagam Participação Especial e que já estejam sujeitos às alíquotas mais elevadas por conta do tempo de produção; e
30. Possibilitar a postergação do pagamento de Royalties por 5 anos quando da declaração de comercialidade em áreas ou campos marginais.
31. De acordo com as justificativas, todos esses incentivos relacionados à redução de Royalties visam a destravar investimentos em prol do desenvolvimento e da produção das acumulações ou campos marginais, incluindo aquelas acumulações que apresentem desafios logísticos, técnicos ou operacionais para o desenvolvimento da produção, objetivando o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação.
32. Sob o ponto de vista dos agentes, os benefícios seriam refletidos em mais receitas para união, estados e municípios, considerando a viabilidade de novos projetos em um cenário de baixo percentual de Royalties sendo cobrado, tendo como resultado final a geração de novas receitas. Observou que, antes um percentual de 5% com potencial de gerar alguma receita nova, do que um percentual de 10% onde não permite a viabilização desses investimentos.

III.4.2 - SG02 - Aprimoramento/elaboração de resoluções, normas, editais e contratos

33. No Subgrupo 02 (SG02) foram contempladas 12 contribuições representando 27% do total recebido. O SG02 retrata as principais sugestões acerca dos possíveis aprimoramentos das normas já existentes, tais como resoluções, editais e contratos visando a trazer incentivos ao desenvolvimento das acumulações ou campos marginais.
34. Dentre as 12 sugestões, podemos destacar possíveis incentivos relacionados à Exploração, Desenvolvimento e Produção, Medição da Produção e Descomissionamento e Abandono, quais sejam:

Exploração

35. Possibilitar a prorrogação do prazo para entrega da declaração de comercialidade após descobertas de petróleo classificadas como marginais.





36. Conforme justificativa apresentada, isso possibilitaria com que o Operador pudesse planejar melhor comercialmente, estudar melhor o campo, realizar novos poços e TLDs, possibilitando assim a viabilidade econômica para o desenvolvimento em fases do ativo.

Desenvolvimento e Produção

37. Possibilitar que o Operador apresente um PD com até 3 fases (sendo a segunda contingente, condicionada ao sucesso da primeira e a terceira ao sucesso da segunda).

38. De acordo com as justificativas apresentadas, observa-se que mesmo após a fase exploratória, incertezas quanto ao mais apropriado modelo de desenvolvimento do campo fazem com que a definição do número, quantidade e localização e tipo dos poços a serem perfurados (no caso *offshore*) sejam complexas e arriscadas.

39. Desta forma, sob o ponto de vista da indústria, a possibilidade do PD ser previsto e executado em até 3 fases, sendo as fases 2 e 3 condicionadas ao sucesso das fases predecessoras, oportuniza que o Operador tenha um melhor modelo, com menor risco, para a drenagem do reservatório conforme a curva de aprendizado, reduzindo incertezas, riscos e aumentando as condições financeiras e as chances de sucesso do projeto quanto a maximização da exploração do ativo.

Medição da Produção

40. Aprimorar o processo de fiscalização da produção permitindo:

- a. Flexibilizar a realização de testes de produção de forma agrupada, incluindo as análises químicas de laboratório;
- b. Simplificar a medição através da utilização das propriedades/características dos fluidos do reservatório;
- c. Consolidar a totalização da produção por meio dos instrumentos de automação em campos de baixa produção; e
- d. Utilizar lacres nas válvulas somente nos medidores fiscais.

41. Sobre as sugestões relacionadas ao aprimoramento do processo de fiscalização da produção, de acordo com as justificativas apresentadas, todas observam a redução de custos por meio de otimização de recursos, da simplificação de processos, elevando assim, a atratividade dos projetos e consequente ganho de economicidade.

Descomissionamento e Abandono

42. Permitir a presença de cabos e linhas de controle em CSBs permanentes, aderente à indicação da Oil & Gas UK na última “Well Decommissioning Guidelines”, o que não seria possível hoje considerando as exigências do SGIP.

43. Conforme as justificativas, permitir a presença de cabos e linhas de controle em CSBs permanentes iria possibilitar a redução dos custos de abandono e, consequentemente, possibilitar a viabilização do desenvolvimento ou do



redesenvolvimento de alguns campos maduros com descomissionamento previsto em curto ou médio prazo.

III.4.3 - SG03 - Aprimoramento de políticas visando aumentar a articulação e a comunicação entre a ANP, os Concessionários e os representantes do IBAMA

44. No Subgrupo 03 (SG03) foram contempladas 05 contribuições representando 11% do total recebido. O SG03 retrata as principais sugestões visando à intensificação da articulação e da comunicação entre ANP, os Operadores e o IBAMA, tendo como objetivos principais:

- i. Acelerar emissão das autorizações ambientais e padronizar as taxas envolvidas no licenciamento;
- ii. Criar incentivos à prática de criação de recifes artificiais de jaquetas de plataformas;
- iii. Dirimir divergências de interpretações das normas para permanência definitiva de instalações no leito marinho para redução de custos; e
- iv. Transformar a TPC em “escuta permanente” e periodicamente avaliar e deliberar sobre os pontos encaminhados.

45. Sobre as sugestões relacionadas ao aprimoramento da comunicação entre a ANP, os Operadores e o IBAMA, de acordo com as justificativas apresentadas, todas observam celeridade e eficiência nos processos junto aos órgãos ambientais competentes, redução de custos e viabilização do desenvolvimento ou redesenvolvimento de campos maduros ou marginais por meio de otimização desses recursos e, conseqüentemente, melhoria da economicidade.

III.4.4 - SG04 - Aprimoramento dos instrumentos legais para o processo de fiscalização da ANP

46. No Subgrupo 04 (SG04) segue uma contribuição representando 02% do total das sugestões recebidas. O SG04 retrata sugestões visando aprimorar o processo de fiscalização da ANP em prol das atividades de desenvolvimento e produção, quais sejam:

- i. Utilizar a Medida de Recomendação de Conduta (MRC) e o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) frente a outros dispositivos sancionatórios como as multas e interdições;
- ii. Possibilitar o envio facultativo de informações “complementares e/ou acessórias” às atividades de desenvolvimento e produção; e
- iii. Aprimorar as normas existentes ou reduzir a edição de normas que valorizam a aplicação de multas e penalidades.

47. Conforme justificativa apresentada, sob o ponto de vista do agente, as sugestões visam a reduzir a burocracia, e trazer celeridade às tomadas de decisões com a simplificação das normas. Adicionalmente, a aplicação de multas e penalizações deve ser severa para aqueles que não cumprirem seus compromissos ou fraudarem a regulação e não utilizada como uma ferramenta de gestão.

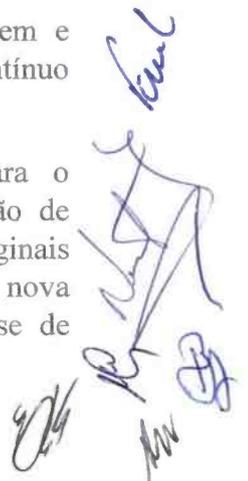
48. A justificativa ressalta que o TAC e o MRC já vem sendo utilizado por outras Agências Reguladoras (ANEEL, ANTAQ, ANS, ANTT, ANATEL etc) e que, no âmbito da própria ANP já existe precedente da aplicação da MRC desde a publicação da Resolução 32/12, e da Resolução 688/17, no entanto, aplicável somente ao setor de abastecimento e mais especificamente de revenda de combustíveis.

49. De todo o exposto, foi possível mapear as principais demandas no âmbito da TPC 08/2018, quais sejam:

- i. Regulamentação para o gerenciamento e modalidades de garantias para fins de desativação e abandono (Macrogrupo 01);
- ii. Padronização das informações, Sistemas-ANP e comunicação eficiente entre a ANP e o Operador (Macrogrupo 02);
- iii. Regulamentação para definição de critérios e enquadramento de áreas ou campos como marginais (Macrogrupo 03);
- iv. Aprimoramento dos instrumentos de fiscalização (Macrogrupo 04);
- v. Atualização e aprimoramento das normas como resoluções, editais e contratos contemplando incentivos ao desenvolvimento de áreas ou campos marginais entre outros incentivos (Macrogrupo 04);
- vi. Regulamentação para concessão da redução de royalties como incentivo à produção de Campos Marginais (Macrogrupo 04);
- vii. Aprimoramento da articulação e da comunicação entre ANP, os Operadores e o IBAMA, visando a trazer celeridade no processo de emissão das autorizações ambientais e padronização nas taxas envolvidas no licenciamento (Macrogrupo 04); e
- viii. Políticas e diretrizes por meio de Resoluções CNPE visando estabelecer incentivos às áreas ou campos enquadrados como marginais (Macrogrupo 04).

50. Observa-se que as demandas relacionadas aos itens (i) à (iv) competem e dependem somente desta Agência para iniciar o processo de aprimoramento contínuo das normas existentes visando à evolução regulatória.

51. Com relação às demandas relacionadas aos itens (v) à (viii), para o desenvolvimento de uma regulamentação específica para concessão da redução de Royalties como incentivo à produção de áreas ou campos enquadrados como marginais e entre outros incentivos, será necessário obter diretrizes por meio de uma nova Resolução CNPE, assim como foi necessário para permitir a extensão da fase de





produção e para redução de Royalties até 5% sobre a produção incremental de campos maduros.

IV – WORKSHOP & PRIORIDADES

52. Em resposta às contribuições recebidas no âmbito da TPC 08/2018, em 24/04/2019, no Auditório cedido pela PetroRio, um Workshop foi realizado em parceria com o IBP, tendo como objetivo principal apresentar os entendimentos sobre o tema da referida TPC a fim de alinhar as expectativas entre a indústria e a Agência.

53. A programação do Workshop foi definida em conjunto com o IBP e realizada no seguinte formato:

- i. 09:00 Abertura - Dirceu Amorelli - Diretor da ANP e Antonio Guimarães – Secretário Executivo de E&P (IBP);
- ii. 09:15 Oportunidades e impactos socioeconômicos regionais dos investimentos em águas rasas e *onshore* - Raquel Filgueiras – Análise Econômica (IBP) e Philippe Bize - Gerente de Inovação (Eneva);
- iii. 09:30 Avaliação do cenário atual e medidas implantadas pela ANP para fomentar os investimentos em áreas terrestres e águas rasas | José Fenando de Freitas Chefe da Coordenadoria de Áreas Terrestres (ANP);
- iv. 09:45 Apresentação sobre campos marginais e garantias para fins de desativação e abandono à luz da TPC 08/18 - Marcelo Castilho - Superintendente de Desenvolvimento e Produção (ANP);
- v. 10:45 Diretrizes e critérios para definição e enquadramento de campos marginais - Lideniro Alegre;
- vi. 11:15 Modalidades e metodologias de cálculo de garantias para desativação e abandono - Nathan Biddle;
- vii. 11:45 Propostas de medidas e incentivos adicionais para aumentar a atratividade dos investimentos em campos marginais - Júlio César Moreira; e
- viii. 12:15 Proposta de agenda de ação e encerramento - Marcelo Castilho - Superintendente de Desenvolvimento e Produção (ANP) e Pedro Alem – Gerente Executivo de Áreas Terrestres, Águas Rasas e Política Industrial (IBP).

54. Durante o Workshop, por meio do link <https://pt.surveymonkey.com/r/HHSJJR6>, foi realizada pesquisa junto aos representantes da ANP e da Indústria visando estabelecer quais temas, no âmbito da TPC 08/2018, deveriam ser considerados como prioritários.

55. A partir da pesquisa, foi possível gerar dois Gráficos, representando a visão da ANP (Gráfico 02) e da Indústria (Gráfico 03), respectivamente. Segundo o resultado, a

percepção da Agência convergiu com a percepção da Indústria conforme segue, na seguinte ordem de prioridade:

1º - Regulamentação para o gerenciamento e modalidades de garantias para fins de desativação e abandono (Macrogrupo 01);

2º - Aprimoramento da articulação e da comunicação entre ANP, os Operadores e o IBAMA, visando a trazer celeridade no processo de emissão das autorizações ambientais e padronização nas taxas envolvidas no licenciamento (Macrogrupo 04);

3º - Políticas e diretrizes por meio de Resolução CNPE e regulamentação para definição e enquadramento de campos marginais visando estabelecer incentivos para o desenvolvimento desses ativos (Macrogrupo 04);

4º - Aprimoramento dos instrumentos de fiscalização como a utilização da Medida de Recomendação de Conduta (MRC) e do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) frente a outros dispositivos sancionatórios como as multas e interdições (Macrogrupo 04);

5º - Padronização das informações, Sistemas-ANP e aprimoramento do processo de comunicação entre a ANP e o Operador (Macrogrupo 02); e

6º - Atualização e aprimoramento das normas como resoluções, editais e contratos contemplando incentivos ao desenvolvimento de áreas ou campos enquadrados marginais, entre outros incentivos (Macrogrupo 04).

Gráfico 02 – Resultados da pesquisa – prioridades na visão ANP

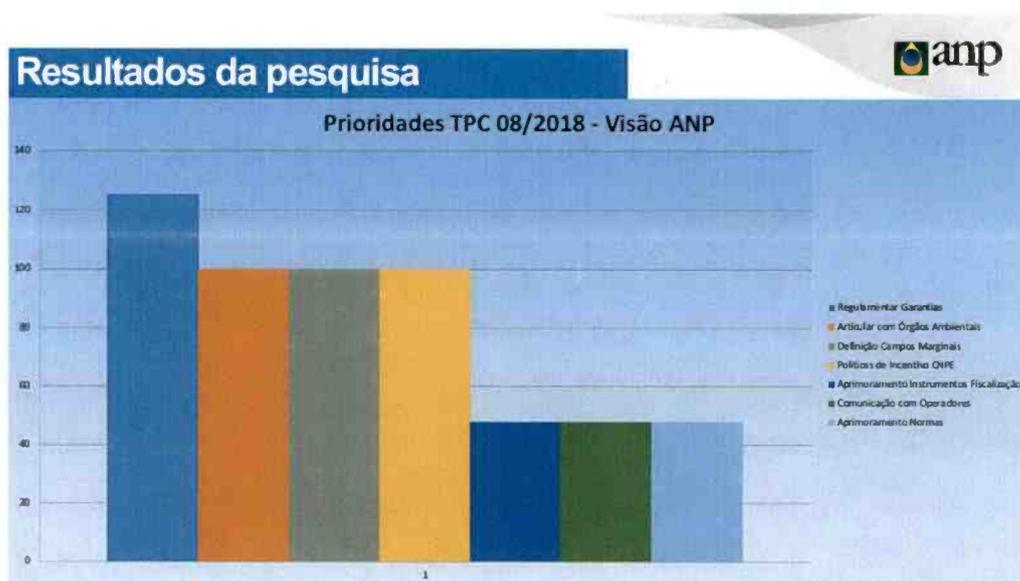
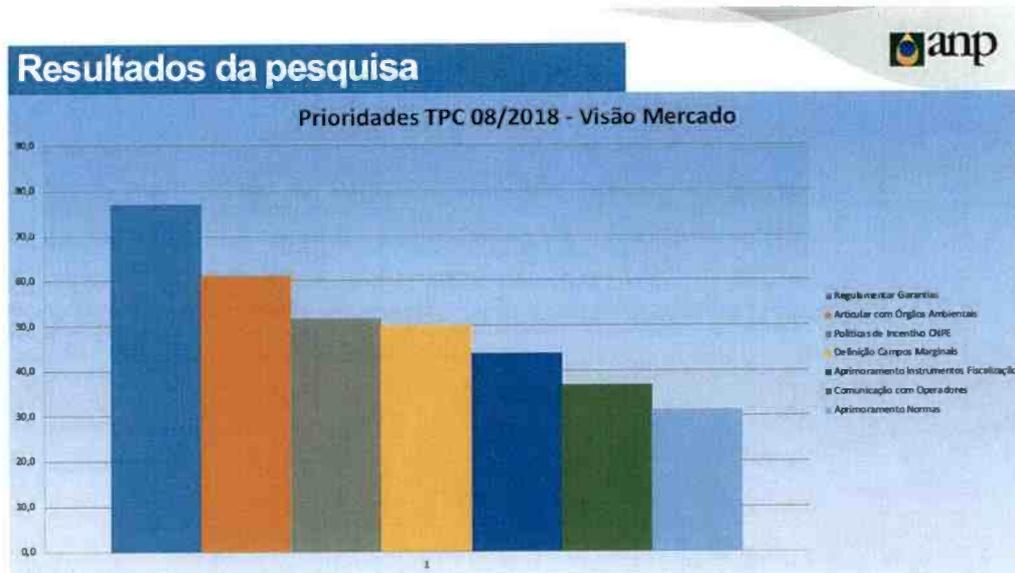


Gráfico 03 – Resultado da pesquisa – prioridades na visão da Indústria

Handwritten signatures and initials in blue ink.



56. Ao final do Workshop, os participantes concordaram que os trabalhos apresentados deveriam ser aprofundados em três grupos de trabalho, quais sejam:

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

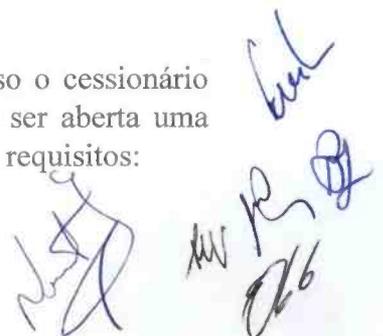
57. Estes grupos contarão com a participação de representantes das empresas associadas do IBP e com representantes da ANP a fim de participar ativamente na elaboração de propostas e estudos.

V – CONSIDERAÇÕES FINAIS

58. No ponto de vista da SDP e CAT, considerando o resultado da pesquisa realizada no Workshop e as dúvidas apresentadas pelos investidores sobre as condições que seriam impostas com relação às garantias para fins de desativação e abandono - principalmente em casos de cessão de contratos - não restou dúvidas que esta Agência deve considerar - como prioridade máxima - o processo de elaboração da regulamentação das modalidades de garantias para fins de desativação e abandono.

59. Não restou dúvidas também que, dentre as modalidades de garantias financeiras para fins de desativação e abandono, o fundo de provisionamento assim como sua operacionalização e as regras que serão impostas para o gerenciamento desse fundo são prioridades e de grande interesse da Indústria.

60. Assim, a análise preliminar para os casos de cessão é que, caso o cessionário opte pela garantia na forma de depósitos em conta-vinculada, deverá ser aberta uma conta de provisionamento atrelada a cada campo atendendo os seguintes requisitos:





- i. O banco deverá ter sede no Brasil, ser de 1ª linha, registrado no Banco Central;
- ii. O Cedente e o Cessionário deverão submeter documento assinado pelas Partes contendo, minimamente, o levantamento de todo o passivo existente em cada campo, identificando o que permanecerá na responsabilidade direta do Cedente e o que será repassado ao Cessionário, assim como a forma de ressarcimento dos custos de atividades que serão realizados pelo Cessionário;
- iii. Os valores devem ser depositados em moeda nacional, num montante inicial mínimo de 10% do custo total de abandono e desativação, conforme valores declarados no último Programa Anual de Trabalho e Orçamento;
- iv. A conta deverá ser constituída e o depósito comprovado como condição para assinatura do termo aditivo por parte do cessionário;
- v. As demais parcelas deverão ser depositadas conforme previsão de produção e reservas, de forma que no final do contrato ou da vida útil do campo haja os recursos totais necessários à desativação da concessão;
- vi. A curva de provisionamento deverá ser aprovada pela ANP e, poderá sofrer atualizações conforme ajustes em previsões de produção, reservas, eventuais prorrogações contratuais ou realizações de desativações antecipadas, entre outras motivações;
- vii. Os valores depositados destinar-se-ão exclusivamente para fins de desativação das instalações e abandono dos poços;
- viii. A ANP não pode configurar como parte, apenas como beneficiária;
- ix. A operadora deverá arcar com todas as despesas de manutenção da conta bancária;
- x. Sobre o saldo da conta não pode incidir nenhum ônus, nem esse saldo pode ser penhorado, ou usado como forma de garantia para outros que não a desativação do campo;
- xi. Caso o valor depositado em conta venha ser utilizado para investimentos, deverá ter perfil de investimento de conservador a moderado;
- xii. No caso pela decretação de falência ou a não aprovação de requerimento de recuperação judicial dos consorciados, o banco deverá realocar o saldo integral para uma conta identificada pela ANP;
- xiii. A Operadora deve apresentar à ANP, a cada dia 15 dos meses de fevereiro e agosto de cada ano, documentação comprobatória dos aportes realizados, bem como informar o saldo atualizado da conta;
- xiv. Uma vez realizadas as atividades de desativação e abandono, o saque do valor correspondente somente poderá ocorrer com anuência da ANP;



xv. Cumpre ressaltar que a ANP analisará eventuais pleitos de revisão dos valores de desativação e abandono quando da apresentação de uma revisão do Plano de Desenvolvimento do Campo pelo novo Operador. Ressaltamos que as curvas de provisionamento poderão sofrer atualizações conforme ajustes em previsões de produção, reservas, cenários de preço, eventuais prorrogações contratuais ou realização de desativações antecipadas, dentre outras motivações.

61. Quanto às demais contribuições advindas da TPC 08/2018, os critérios para definição e enquadramento de um campo como marginal e a proposição de políticas e diretrizes por meio de Resolução CNPE visando a estabelecer incentivos para o desenvolvimento de campos enquadrados como marginais serão tratados em grupos de trabalhos específicos, conforme parágrafo 56.

62. As demais contribuições serão tratadas internamente à ANP, sendo cada uma encaminhada à Unidade Organizacional mais competente, de acordo com a natureza do assunto, para que se analise a conveniência de se considerá-las em eventuais alterações de procedimentos, regulamentos e/ou editais e contratos, conforme planilha anexa (ANEXO I) à presente Nota Técnica.

63. Em 19 de junho de 2019, representantes da SDP e da CAT apresentaram os resultados da TPC 08/2018 (ANEXO II), assim como as próximas ações, no Comitê do *Upstream* na Sala B do 21º andar da ANP.

64. Por todo o exposto, a apresentação realizada no Comitê do *Upstream* e a consolidação desta Nota consubstanciando a análise preliminar sobre o resultado da TPC 08/2018, atendem a deliberação da Diretoria Colegiada contida na Ata da 947ª Reunião de Diretoria, de 20/09/2018, sobre a determinação à SDP e à CAT para condução de uma Tomada Pública de Contribuições para levantar e analisar, junto ao mercado, possíveis incentivos e ações que esta Agência pode tomar em prol do desenvolvimento e produção de acumulações ou campos marginais, objetivando o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação.

65. Encaminha-se para Exposição de Assunto para registro junto à Diretoria Colegiada.

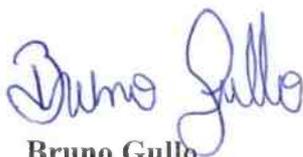


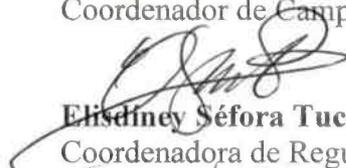
Esta é a Nota.

Rio de Janeiro, 28 de junho de 2019

SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO (SDP)


Arnaldo Warszawski
Assessor


Bruno Gullo
Coordenador de Campos Marítimos


Elisdiney Séfora Tucci da Frota
Coordenadora de Regulação


Nonato Junior
Coordenador de Campos Terrestres


Marcelo Castillo
Superintendente de Desenvolvimento e Produção

COORDENAÇÃO DE ÁREAS TERRESTRES (CAT)


José Fernando de Freitas
Coordenador de Áreas Terrestres



ANEXO I – Contribuições recebidas no âmbito da TPC nº 08/2018

Nº	Autor	Assunto	Enquadramento-SDP	Proposta/Comentário	Justificativa	Avaliação preliminar SDP
1	Alberto Rodamilians Freire de Carvalho	Comercialização da Produção	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Desenvolvimento de políticas com acesso a diferentes alíquotas de PIS/Pasep e Cofins para as refinarias, de acordo com a quantidade adquirida de empresas consideradas de pequeno e médio porte pela ANP.	Com o objetivo de garantir a inclusão social de agricultores familiares foi criado o selo Combustível Social que permitia ao produtor de biodiesel acesso à alíquotas de PIS/Pasep e Cofins diferenciadas. A criação de um selo ou a ampliação do selo existentes para as refinarias seria uma possibilidade de garantir o escoamento da produção, e, conseqüentemente, o investimento pelas pequenas e médias empresas no desenvolvimento e produção dos campos com pequenas acumulações.	Considerando que a sugestão extrapola as competências da Agência, sugerimos remetê-la ao MME para avaliação da sua implementação.
2	Alberto Rodamilians Freire de Carvalho	Acesso a linhas de escoamento e taxas de movimentação	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Estabelecer regras e diretrizes para o acesso aos gasodutos e oleodutos de escoamento, assim como instalações intermediárias, para que a produção possa ser escoada até as unidades de processamento, Refinaria ou UPGN.	Um dos principais gargalos para a comercialização da produção é o escoamento da mesma, além da dificuldade em acesso às linhas de escoamento, há também o preço, em alguns casos abusivos, chegando a 30% da receita. Regulamentar o acesso às linhas assim como as taxas de transporte poderia estimular o desenvolvimento dos pequenos campos.	O assunto vem sendo discutido na ANP, entre participantes da SIM, SDP, NFP e SPG. Em 2018 uma Nota Técnica estava sendo elaborada pelo grupo. Importante verificar as ações decorrentes do Decreto 9616/2018 a serem implementadas pela ANP.



3	Premier Oil	Definição de campos marginais	Critérios para definição e enquadramento de acumulações marginais ou campos marginais	<p>Regulamentar que Campos Marginais possuam definição discretizada e própria, porém não determinística, de modo a facilitar a análise dos pedidos de benefícios aplicados a estes. Propõe-se estabelecer uma diferenciação de campos marginais por ambiente (onshore e offshore), estágio da exploração, desenvolvimento ou produção e entre o que já são áreas contratadas e as que serão licitadas futuramente.</p> <p>Abaixo, segue a descrição do procedimento a ser adotado para cada uma delas das hipóteses:</p> <p>1. Contratos já existentes</p> <p>a) Para fase de exploração</p> <p>Procedimento: Promover o aditamento aos contratos de concessão existentes de modo a prever expressamente a opção do operador apresentar, após cumprido o PEM e anteriormente a declaração de comercialidade ou a decisão de devolver a concessão; além das justificativas técnicas e econômicas para que o Campo seja enquadrado como Campo Marginal podendo assim tal concessão ser beneficiada com os incentivos próprios dos campos marginais.</p> <p>b) Para Campos sob regime de concessão, com declaração de comercialidade feita há mais de 5 anos e em fase de desenvolvimento retardado devido a sua economicidade.</p> <p>Procedimento: Aplicável a todos os Campos com declaração de comercialidade apresentada há mais de 5 anos que não sujeitas ao regime de Partilha de Produção, em todas as Bacias sedimentares brasileiras, que estejam a pelo menos 5 anos na fase de desenvolvimento devido a sua economicidade. a contar da divulgação desta resolução serão predispostos a serem enquadrados como Campo Marginal podendo assim tal concessão ser beneficiada com os incentivos próprios dos campos marginais.</p> <p>c) Campos em produção</p> <p>Utilizar o gráfico que a ANP gera anualmente de produção média por poço QUE PRODUZIU (conceito de poço útil – ativo) no ano por setor – onshore e offshore convencional - (ou pode ser por Bacia, no offshore por lâmina d'água, etc) e utilizar as seguintes</p>	<p>Atualmente, por mais que haja uma definição para Campos Marginais, a mesma é genérica e branda, enquadrando-se quase que exclusivamente aos Campos onshore e que foram declarados não comerciais e devolvidos a ANP.</p> <p>Na prática, existem vários campos, tanto onshore como offshore que possuem declaração de comercialidade e que não são desenvolvidos por questões técnicas e econômicas que colocam em dúvida a tomada de decisão para o investimento.</p> <p>Sendo assim, esta medida busca estabelecer os critérios (assim como ocorre em outros países como Nigéria, Malásia, UK) para um campo ser enquadrado como marginal.</p> <p>Em função das dimensões, e características e peculiaridades do setor de exploração e produção no Brasil, entende-se que a diferenciação entre o que já foi leiloado e o que ainda será, o que é exploração, o que está em desenvolvimento e o que está em produção, para onshore e para offshore, merecem as devidas diferenciações trazendo mais clareza ao processo e tornando-o mais fidedigno com a realidade.</p> <p>BENEFÍCIOS</p> <p>Segurança para que não haja judicialização dos pedidos de "marginalização" dos campos.</p> <p>Clarificação dos conceitos para quem aplica (operadoras) às medidas incentivadoras para estes bem como para quem avalia os pedidos (ANP)</p> <p>Incluir no Edital de Licitação de áreas exploratórias condições que permitam ao operador pleitear incentivos (redução de royalties, TLDs não tributados, alteração de PEM, extensão do período exploratório, entre outros) caso ocorra uma descoberta porém sua declaração de comercialidade não seja viável.</p> <p>Uma vez obtida a aprovação dos seus pleitos pela ANP, o operador poderá continuar na fase exploratória até poder declarar a comercialidade marginal e auferir desses incentivos na elaboração do PD e, assim, dar continuidade a fase de desenvolvimento e de produção de forma incentivada.</p> <p>Essa proposta propicia ao operador o conforto de participar da licitação sabendo, antecipadamente, que poderá auferir incentivos caso a descoberta seja marginal a ponto de ameaçar sua declaração de comercialidade. Caso os incentivos não sejam suficientes para se fazer a declaração de comercialidade, cabe a ANP oferecer outros incentivos que possam tornar a declaração de comercialidade viável. Se isso não for o suficiente a área exploratória será devolvida a ANP sem ônus para o operador em</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito.</p> <p>Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
---	-------------	-------------------------------	---	---	---	--



			<p>distinções:</p> <p>i. Onshore Campos onshore que tiverem sua produção média por poço UTIL (ou seja poços que produziram no ano) menor do que a média equivalente do ano anterior para o setor onshore no país são automaticamente classificados como Campos Marginais com aplicação dos benefícios por prazo de 5 anos. Passados 5 anos, a empresa deverá informar a produção média por poço comparada com a média do setor no país no ano anterior e caso estiver igual ou abaixo da média, um prazo adicional (de até 5 anos) são dados como benefício.</p> <p>ii. Offshore convencional. Campos offshore convencional (exceto aqueles sob regime de partilha) que tiverem sua produção de óleo equivalente média por poço UTIL (ou seja poços que produziram no ano) menor do que a média equivalente do ano anterior para o setor offshore convencional no país são automaticamente designados como Campos Marginais com aplicação dos benefícios por prazo de 5 anos. Passados 5 anos, a empresa deverá informar a produção de óleo equivalente média por poço comparada com a média do setor no país no ano anterior e caso estiver igual ou abaixo da média, um prazo adicional (de até 5 anos) são dados como benefício.</p> <p>2. Novos contratos e edital – oferta permanente, concessão e cessão de direitos. Cabe a ANP poderá prever no Edital do certame e posteriormente, para as áreas arrematadas, no Contrato de concessão a possibilidade do operador apresentar, após cumprido o PEM e anteriormente a declaração de comercialidade ou a decisão de devolver a concessão, as justificativas técnicas e econômicas para que o campo seja enquadrado como Campo Marginal, podendo assim tal concessão ser beneficiada com os incentivos próprios dos campos marginais. Cabe assim a ANP aceitar ou não o pedido de marginalidade do campo. Fica como sugestão que a manifestação da ANP deveria ocorrer dentro de um prazo de 60 dias</p>	<p>termos de PEM, garantias, etc. Caso a declaração de comercialidade ocorra sem a necessidade do pleito de incentivos, a evolução do campo será regulada pelas normas já existentes para Campos Maduros, de pequena produção.</p>	
--	--	--	---	--	--



				<p>(aceitação ou não do pedido), além da possibilidade da agência requerer esclarecimentos, inclusive através de reunião para apresentação do projeto.</p>	
--	--	--	--	--	--

4	Premier Oil	<p>Incentivo a redução do risco (geológico e econômico) de desenvolvimento de campos Marginais através da flexibilização de TLDs e da entrada na Produção Antecipada destes.</p>	<p>Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade</p>	<p>Fomento a realização de TLD durante a fase de exploração e implementação de operações Produção Antecipada ("PA") já na fase de desenvolvimento da produção e flexibilização das participações governamentais, de modo a reduzir o valor da informação através das seguintes medidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - redução dos royalties ao mínimo previsto na lei em vigor (atualmente 5%) para TLD. - redução de royalties ao mínimo previsto em lei (atualmente 5%) para o período de PA em comparação com aquele estabelecido em contrato para o período de produção. O período de PA pode ter no máximo 5 anos sendo aprovado pela ANP. <p>Esta regra deveria se aplicar a todos os Campos considerados como marginais, tanto nas fases de exploração como na de desenvolvimento da produção.</p>	<p>Certos campos descobertos, mesmo em Bacias consideradas maduras, merecem atenção no momento de serem desenvolvidas suas reservas. Isto, pois a complexidade de certas feições geológicas traz a necessidade de se buscar maiores informações de modo a entender o comportamento fluido-dinâmico do hidrocarboneto na interação reservatório-poço. Tal fato faz com que reservatórios com reservas provadas tenham, mesmo após a perfuração de diversos poços exploratórios, várias incertezas no que compreende a sua produtividade, fator cabal para economicidade de projetos. Para isso, dados de produção se fazem importantes para calibrar modelos de reservatório reduzindo assim, tanto as incertezas técnicas quanto as econômicas, antes de avançar com um Plano de Desenvolvimento completo. Atualmente, existem dois grandes problemas para o desenvolvimento destes campos: (i) os royalties cobrados para a execução de TLD (um período de testes preliminar) durante a fase de exploração e (ii) para o PA; em um período ainda de grande incerteza após a declaração de comercialidade do campo e entrada na fase de Programa de Desenvolvimento da Produção. O percentual dos royalties atualmente praticado aumenta consideravelmente o custo para um projeto ainda de risco considerável antes mesmo de haver alguma informação quanto à capacidade de produção do Campo, dados que são obtidos exatamente através da execução dos TLDs e das PAs. Tal cobrança, faz com que o valor da informação seja elevado fazendo com que, por vezes, os testes nos poços sejam postergados, atrasando projetos fazendo com que potenciais produtores sejam colocados em stand by pelas concessionárias, em razão dos riscos de insucesso dos projetos, o que resulta em potenciais perdas ao país.. Esta mudança se faz importante principalmente no caso de cessão de direitos de campos marginais, em terra e em mar. Nas hipóteses de cessão de direitos entre operadores, haveria um prazo até 3 anos de fase de reabilitação onde, antes mesmo da apresentação de um novo PD, permitindo a continuidade da produção, além dos ajustes necessários ao PD vigente, aproveitando-se de um PAT e PAP, simplificando, desta forma, os testes e reduzindo os riscos. Cabe ressaltar que este modelo já existe para campos leiloados pela ANP nas rodadas anteriores de acumulações marginais. Deste modo, tal medida busca a desoneração dos campos de pequeno e médio porte (marginais) que terão instalados TLD e PA</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito, incluindo-se neste caso, a redução de royalties para PA. Quanto ao TLD, o possível incentivo não seria vinculado à definição de campo marginal, por ocorrer durante o período de avaliação exploratória. Ademais ressaltamos que já existem contratos (acumulações marginais e novas fronteiras) com royalties de 5%. Para elaboração de um eventual regulamento deverão ser envolvidas a SEP e SPG, além da SDP. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
---	-------------	--	--	--	--	---



					<p>visando diminuir incertezas geológicas e econômicas do Campo.</p> <p>BENEFÍCIOS</p> <ul style="list-style-type: none">- Maior probabilidade de que os projetos serão desenvolvidos.- Mais receitas para união, estados, municípios (um percentual de 5% tem potencial de gerar alguma receita, diferentemente do percentual de 10% onde não há investimento/atividade));- Redução da incerteza do operador faz com que os projetos possam avançar, diante da capacidade de geração de receitas ao País e retornos aos investimentos, mais confiáveis.	
--	--	--	--	--	---	--

5	Premier Oil	<p>Incentivo econômico para campos marginais que se classificam de acordo item 1, letra b, para definição de “campos marginais” deste documento.</p>	<p>Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade</p>	<p>De acordo com a proposta do item 1, letra b, também serão considerados campos marginais: “Para Campos sob regime de concessão (com declaração de comercialidade feita há mais de 5 anos e em fase de desenvolvimento retardado devido a sua economicidade.”</p> <p>Para estes casos, prepor-se uma redução dos royalties previstos em contrato para 5% (ou o mínimo previsto na lei em vigor) sobre a produção total durante toda vida útil do campo visando fazer com que os projetos sejam desenvolvidos.</p> <p>Esta regra deveria se aplicar a todos os Campos Marginais com declaração de comercialidade apresentada há mais de 5 anos, em que não houve não ocorreram o desenvolvimento nem a produção e para todos os demais Campos que se enquadrem como marginais.</p>	<p>Atualmente, o Brasil possui Campos com declaração de comercialidade realizada e que passados mais de 5 anos continuam sem ter suas reservas desenvolvidas. Tais como estes, muitos outros campos com descobertas e reservas provadas foram devolvidos ou estão em processo de devolução devido a não economicidade ou ao risco de não economicidade.</p> <p>Com a redução dos royalties, muitos destes campos teriam sua economicidade viabilizada fazendo com que mais projetos fossem desenvolvidos, óleo fosse produzido, mais emprego fosse gerado e royalties arrecadados.</p> <p>Para o controle por parte da ANP, sugere-se que poderia ser feita pelo Operador a demonstração de inviabilidade econômica do campo e a viabilidade de cada projeto quando submetido a valores de royalties menores. Tal medida poderia ser acompanhada ao longo do tempo, podendo ser revertida caso o Campo comece a apresentar resultados econômicos mais favoráveis.</p> <p>BENEFÍCIOS - Mais receitas para união, estados, municípios. Considerando a inviabilidade de projetos em um cenário com alto percentual de royalties sendo cobrado, temos como resultado final a falta de aplicabilidade e falta de receita sendo gerada. (Um percentual de 5% tem potencial de gerar alguma receita, diferentemente do percentual de 10% onde não há investimento/atividade).</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
---	-------------	--	--	--	---	---



6	Premier Oil	Plano de desenvolvimento (PD) contendo 3 fases	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>Oportunizar que o Operador possa apresentar um Plano de Desenvolvimento ("PD") com até 3 fases em forma de contingência para o desenvolvimento da fase inicial.</p> <p>O PD seria entregue em até 6 meses após a declaração de comercialidade na forma completa, podendo possuir até 3 fases. Importante salientar que tal modelo já foi aplicado no final da última década.</p> <p>PD FASE 1- Obrigatória e válida até o final do contrato de E&P ou até que o concessionário faça uso de suas atribuições e solicite a entrada na fase 2.</p> <p>PD FASE 2- Contingência. Não obrigatória e válida desde que o concessionário exerça o seu direito de adentrar na FASE 2. Está fase passa a ser válida até o final do contrato de E&P ou até que o concessionário faça uso de suas atribuições e solicite a entrada na fase 3.</p> <p>PD FASE 3- Contingência. Não obrigatória e válida desde que o concessionário exerça o seu direito de adentrar na FASE 3. Está fase passa a ser válida até o final do contrato de E&P.</p> <p>Esta regra deveria se aplicar a todos os campos, não somente os Marginais.</p>	<p>Atualmente, mesmo após a fase exploratória, incertezas quanto ao mais apropriado modelo de desenvolvimento do campo fazem com que a definição do número, quantidade e localização e tipo dos poços a serem perfurados e do modelo SURF e UEP (no caso offshore) sejam complexas e arriscadas.</p> <p>Desta forma, a possibilidade do PD ser previsto/executado em fases oportuniza que o Operador tenha, dentro da fase de desenvolvimento da produção, a condição de definir se as fases 2 e 3 são economicamente interessantes frente ao desempenho da fase 1, fase inicial esta em que o concessionário já possuirá um melhor modelo para a drenagem do reservatório conforme a curva de aprendizado do projeto avance, reduzindo incertezas, riscos e aumentando as chances de sucesso do projeto.</p> <p>BENEFÍCIOS</p> <p>Controle de parte da ANP que projetos sejam colocados em produção através da fase 1, mais conservadora em número de poços onde se assume que com as incertezas presentes naquele momento, o projeto será viável. A medida que a curva de aprendizagem do projeto avance e se note que as fases 2 e/ou posteriormente a 3 são viáveis, o concessionário decidirá avançar nas fases subsequentes. Isto evitará que projetos sejam postergados até que se tenha condições econômicas e financeiras para colocar em prática o PD na sua totalidade, já que parte-se do princípio que o PD fase 1 será mais conservador e possui obrigatoriedade de ser desenvolvido.</p> <p>Redução das incertezas e por consequência a redução do risco de insucesso do projeto.</p> <p>Tomada de decisão mais assertiva quanto a maximização da exploração gerando assim mais renda e por fim receitas advindas da tributação do empreendimento.</p>	A submissão de PD por fases, assim como PD preliminar, já está prevista na Resolução 17/2015 em vigor. Ressaltamos que esta resolução tem revisão prevista na Agenda Regulatória da ANP, oportunidade na qual o assunto será tratado.
---	-------------	--	---	--	--	---



7	Premier Oil	Mudança quanto as garantias financeiras para o abandono de poços – Método UK	Critérios e metodologias de gerenciamento de garantias para fins de abandono e desativação	<p>Alterar a a metodologia de gerenciamento do atual modelo de exigência de garantia financeira para abandono, e para a desativação de poços, e de unidades de escoamento e produção.</p> <p>O novo modelo proposto tem base naquele proposto pela UK Oil and Gas Authority em que a cada ano são calculados os custos previstos para abandono (CA) bem como o valor presente líquido do projeto (VPL). Quando o VPL anual for menor do que o CA, cria-se um fundo e a diferença (VPL-CA) de um para o outro é depositado para a garantia do abandono e descomissionamento do campo.</p> <p>Caso no ano X o VPL for menor que o CA, cria-se o fundo e deposita-se a diferença. Todavia, se no ano X+1 o VPL for maior que o CA (devido a entrada em produção de novos poços, novos upsides e etc) não se faz necessário o depósito do ano atual.</p> <p>Esta regra deveria se aplicar a todos os campos ofertados sobre o regime de concessão, mas com impacto fundamental principalmente nos campos marginais.</p>	<p>A proposta incentiva que o operador do contrato coloque novos poços em produção, investigue e desenvolva novos upsides na área de contrato fazendo com que se estenda a vida útil do campo.</p> <p>Incentiva que os valores, hoje antecipadamente depositados no fundo para abandono, fiquem sob o poder do operador para investir no próprio campo ou em outras áreas.</p>	<p>O assunto está sendo estudado na ANP no âmbito de uma AIR e está prevista a sua inclusão na Agenda Regulatória 2019-2020, oportunidade na qual esta sugestão será considerada.</p>
---	-------------	--	--	---	--	---



8	Premier Oil	Extensão do prazo exploratório pré-declaração de comercialidad e ou devolução	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Considerar a possibilidade, por exemplo, prolongar o prazo de entrega da declaração de comercialidade, ou mesmo estender o de exploração, após uma descoberta por alguns anos (isso já existe para campos de gás para 5 anos)	Isto fará com que o Operador possa planejar melhor, estudar melhor o campo, fazer novos poços, realizar TLD incentivado, planejar-se melhor comercialmente etc dando assim a viabilidade econômica para o desenvolvimento em fases do ativo.	Sugestão será encaminhada à SEP e SPL.
---	-------------	---	---	---	--	--

9	Premier Oil	Tax credit para TLD de campos marginais	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>A ANP deveria estabelecer o incentivo para colocar em prática TLD em Campos previstos como marginais durante a fase exploratória, para os contratos novos com em relação aos àqueles vigentes.</p> <p>Campos que mostram possível marginalidade durante a fase exploratória serão beneficiados com um crédito nos royalties que seriam angariados no TLD.</p> <p>Em caso de declaração de comercialidade (SUCESSO) do campo sob o preceito de marginal, estes royalties serão pagos em parcelas durante os primeiros 5 anos de produção do campo.</p> <p>Em caso de DEVOLUÇÃO do campo, o operador fica ISENTO de pagar com o montante de royalties.</p>	<p>Esta sugestão é baseada no modelo americano de “tax credit” que incentiva TLD durante períodos de baixa no preço do petróleo fazendo com que certos campos deixem de ser atrativos. Visando a não parada em produção ou o manutenção da atividade exploratória dos campos marginais o governo oferece um incentivo através do crédito nos royalties. No caso dos TLDs, caso tenha sucesso e o campo seja declarado comercial, o operador paga em parcelas o montante posteriormente. Em caso de insucesso o operador fica isento deste pagamento.</p> <p>Isto se faz justo, pois o TLD não possui como atividade fim a produção de hidrocarbonetos e a geração de receitas, mas sim gerar dados que auxiliem a tomada de decisão quanto a declarar a comercialidade e entrar na fase de desenvolvimento ou não.</p> <p>Assim, a ANP estaria incentivando a obtenção de dados e fomentando a tomada de decisão de investimento com menor ônus ao Operador, já que quando à incidência dos royalties sobre o TLD implica na “taxação” sobre investimento, e não uma receita proveniente do sucesso do projeto.</p>	<p>O possível incentivo não seria vinculado à definição de campo marginal, por ocorrer durante o período de avaliação exploratória. Para elaboração de um eventual regulamento deverão ser envolvidas a SEP e SPG. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
---	-------------	---	---	---	---	--



10	Premier Oil	Waiver para PA de campos marginais	<p>Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade</p>	<p>A ANP poderia estabelecer um incentivo para que operadores declarem comercialidade de campos e ao entrarem na etapa de desenvolvimento, conceda-lhes uma postergação de no máximo 5 anos para o pagamento dos royalties, aplicável aos contratos novos e vigentes.</p> <p>Previamente a declaração de comercialidade, os Campos Marginais que forem declarados comerciais teriam uma postergação, pelo prazo de 5 anos, do pagamento dos royalties. Após o término deste prazo, a Operadora iniciará o pagamento dos royalties vincendo, bem como dos valores relativos aos 5 anos anteriores.</p> <p>Essa proposta não excluirá o pagamento, apenas postergará.</p>	<p>Modelo parecido usado em UK onde o regulador autoriza a postergação do pagamento das participações governamentais (no nosso caso royalties), aliviando o fluxo de caixa inicial do projeto, fase qual que necessita maiores investimentos.</p> <p>Tal incentivo fará que mais empresas se sintam confortáveis em entrar na fase de desenvolvimento e mais Campos, a serem devolvidos com base nas regras atuais, sejam declarados comerciais e tenham seu desenvolvimento em progresso.</p> <p>Importante destacar que o Operador não deixará de pagar os royalties devidos, apenas o paga no futuro (após os primeiros 5 anos de atividade do campo a partir do início da etapa de desenvolvimento) não trazendo perdas ao país, estados e municípios.</p> <p>Acredita-se que tal incentivo tornará o país mais atrativo.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito.</p> <p>Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-------------	------------------------------------	--	---	---	--



11	Premier Oil	Incentivo a redução de royalties para campos com abandono iminente	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>Campos com abandono iminente também poderão ser classificados como Campos Marginais.</p> <p>Essa sugestão visa fomentar a realização de investimentos de revitalização de Campos com abandono iminente.</p> <p>Para os Campos com investimentos de extensão da vida útil serão adotadas as seguintes medidas:</p> <ul style="list-style-type: none">- Campos com reservas a se esgotar em menos de 10 anos e que fizeram investimentos nesse período terão redução de royalties para o mínimo referido no artigo 47 do 1º parágrafo da Lei 9.478 (atualmente 5%), desde que protocolado o pedido de redução, antes do início das atividades de extensão da vida útil	<p>Atualmente, o Brasil possui Campos em processo de devolução devido a não economicidade ou ao risco de não economicidade. Contudo ainda possui potencial exploratório em suas reservas, o que poderia postergar o abandono, caso novos investimentos recebessem incentivos a sua realização.</p> <p>Com a redução dos royalties, muitos destes campos teriam sua economicidade viabilizada fazendo com que mais projetos fossem desenvolvidos, óleo fosse produzido, mais emprego fosse gerado e royalties arrecadados.</p> <p>Para o controle por parte da ANP, o marco de 10 anos do abandono demonstra a inviabilidade econômica do Campo e a viabilidade de cada projeto quando submetido a valores de royalties menores.</p> <p>BENEFÍCIOS: Recebimento de receitas governamentais incidentes sobre percentuais reduzidos (considerando a redução a 5%) são preferíveis em relação ao não recebimento (no ambiente atual com percentual de 10%) decorrente da não realização dos investimentos/ das atividades.</p> <p>Municípios que já recebem royalties de projetos existentes não serão penalizados. Ao contrário, a medida garante o prolongamento do recebimento das receitas, diante do aumento da vida útil dos projetos, e por conseguinte, a postergação do abandono.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito.</p> <p>Ressaltamos que para os campos com abandono iminente, que na maioria dos casos são campos maduros, já existe a Resolução 749/2018 que prevê redução de royalties sobre a produção incremental.</p> <p>Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-------------	--	---	---	--	--



12	PetroRio	Definição de campos marginais	Critérios para definição e enquadramento de acumulações marginais ou campos marginais	<p>Campos Marginais devem seguir o critério de economicidade a ser definido pelo concessionário/operador desses ativos.</p> <p>Sugestão é regulamentar os campos marginais de maneira apartada e desvinculada de normas existentes.</p> <p>Esse novo regramento precisa trazer uma definição de campos marginais discretizada e própria, de modo a permitir, caso a caso, a análise de benefícios econômicos/ fiscais a serem aplicados para o desenvolvimento desses ativos</p>	<p>Hoje o que existe é uma definição sobre “Áreas com Acumulações Marginais” que consiste em área de concessão com descobertas conhecidas de petróleo e/ou gás natural, onde não houve produção ou a produção foi interrompida ou foi solicitada a terminação antecipada do contrato por falta de interesse econômico.</p> <p>Tal definição é genérica e branda para o enquadramento em incentivos que visem o desenvolvimento desses ativos.</p> <p>Isso porque, na realidade, o que existe são vários campos, onshore e offshore, que possuem declaração de comercialidade e não desenvolvidos ou revitalizados por falta de incentivo, principalmente, econômicos.</p> <p>Esta proposta visa estabelecer os critérios para um campo ser enquadrado como marginal que sejam mais discretizados e que leve em consideração as avaliações técnicas e econômicas do próprio concessionário/operador.</p> <p>A definição trará segurança jurídica aos pedidos para enquadramento dos campos marginais aos incentivos para desenvolvimento desses ativos.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	----------	-------------------------------	---	--	--	---



13	PetroRio	Royalties	<p>Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade</p>	<p>O novo regulamento para campos marginais tornarão esses ativos elegíveis para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre 5% da produção total</p>	<p>Esses campos, que hoje recolhem royalties superiores a 5%, cuja economicidade marginal pode ser comprovada por seu concessionário/operador, receberão incentivo de redução de royalties de 5% sobre a sua produção total para o desenvolvimento dessas áreas.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	----------	-----------	--	---	--	---



14	PetroRio	Incentivo a redução de royalties para campos com abandono iminente	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>Campos com abandono iminente também deverão ser classificados como maduros e/ou marginais.</p> <p>Essa sugestão visa o fomento a realização de investimentos de revitalização de campos com abandono iminente.</p> <p>Para os campos com investimentos de extensão da vida útil serão adotadas as seguintes medidas:</p> <ul style="list-style-type: none">- redução de royalties em 50% sobre a produção incremental oriunda desses investimentos;- Campos com reservas a se esgotar em menos de 10 anos e que fizeram investimentos nesse período terão redução de royalties em 50%, desde que protocolado o pedido de redução, antes do início das atividades de extensão da vida útil	<p>Atualmente, o Brasil possui campos em processo de devolução devido a não economicidade ou ao risco de não economicidade.</p> <p>Contudo ainda possui potencial exploratório em suas reservas, o que poderia postergar o abandono, caso novos investimentos recebessem incentivos a sua realização.</p> <p>Com a redução dos royalties, muitos destes campos teriam sua economicidade viabilizada fazendo com que mais projetos fossem desenvolvidos, óleo fosse produzido, mais emprego fosse gerado e royalties arrecadados.</p> <p>Para o controle por parte da ANP, o marco de 10 anos do abandono demonstra a inviabilidade econômica do campo e a viabilidade de cada projeto quando submetido a valores de royalties menores.</p> <p>BENEFÍCIOS: Mais receitas para união, estados, municípios (regra 10% de 0 é nada, 5 % de XX é algo).</p> <p>Municípios que já recebem royalties de projetos existentes não serão penalizados. Ao contrário, mais dinheiro entrará, pois esta medida abrange a projetos que viabilizem a extensão da vida útil e a postergação do abandono.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito.</p> <p>Ressaltamos que para os campos com abandono iminente, que na maioria dos casos são campos maduros, já existe a Resolução 749/2018 que prevê redução de royalties sobre a produção incremental.</p> <p>Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	----------	--	---	---	---	--



15	IBP	Definição de campos marginais	Critérios para definição e enquadramento de acumulações marginais ou campos marginais	<p>Regulamentar que Campos Marginais possuam definição objetiva, porém não determinística, de modo a facilitar a análise e aplicação do regulamento. Propõe-se estabelecer uma diferenciação de campos marginais por ambiente (onshore e offshore), estágio da exploração, desenvolvimento ou produção, e entre o que já são áreas contratadas e as que serão licitadas futuramente:</p> <p>1. Contratos já existentes</p> <p>a) Para fase de exploração</p> <p>Procedimento: Promover o aditamento aos contratos de concessão existentes de modo a prever expressamente a opção de o operador apresentar, após o cumprimento do PEM e anteriormente à declaração de comercialidade ou à decisão de devolver a concessão. A operadora ou o consórcio deverá apresentar as justificativas técnicas e econômicas para que o campo seja enquadrado como Campo Marginal, conforme os critérios estabelecidos.</p> <p>b) Para Campos sob regime de concessão, com declaração de comercialidade feita há mais de 5 anos e em fase de desenvolvimento retardado devido à sua economicidade.</p> <p>Procedimento: Aplicável a todos os Campos com declaração de comercialidade apresentada há mais de 5 anos, que não sujeitos ao regime de Partilha de Produção, em todas as Bacias sedimentares brasileiras, com investimentos paralisados por baixa economicidade. A operadora ou o consórcio deverá apresentar as justificativas técnicas e econômicas para que o campo seja enquadrado como Campo Marginal, conforme os critérios estabelecidos.</p> <p>c) Campos em produção</p> <p>Como ideia inicial, a ser testada e aprofundada posteriormente em estudo técnico e debates, propõe-se utilizar o gráfico que a ANP gera anualmente de produção média por poço QUE PRODUZIU (conceito de poço útil – ativo) no ano por setor – terrestre e marítimo convencional - (podendo subdividir a avaliação por bacia, por lâmina d'água, ou por outros critérios que se mostrarem tecnicamente adequados), com ajustes relativos ao preço de venda e</p>	<p>Atualmente, por mais que haja uma definição para Campos Marginais, ainda é genérica e branda, enquadrando-se quase que exclusivamente aos Campos terrestres e que foram declarados não comerciais e devolvidos à ANP.</p> <p>Na prática, existem vários campos, tanto terrestres como marítimos, que possuem declaração de comercialidade e que colocam em dúvida a tomada de decisão para o investimento por questões técnicas e econômicas, e acabam não sendo desenvolvidos. Sendo assim, é de interesse estabelecer os critérios (assim como ocorre em outros países como Nigéria, Malásia, UK) para um campo ser enquadrado como marginal e receber o devido tratamento regulatório para que se viabilize economicamente. Em função das dimensões, e características e peculiaridades do setor de exploração e produção no Brasil, entende-se que a diferenciação entre o que já foi leiloado e o que ainda será, o que é exploração, o que está em desenvolvimento e o que está em produção, para os ambientes terrestre e marítimo, merecem as devidas diferenciações, trazendo maior clareza ao processo e tornando-o mais fidedigno com a realidade.</p> <p>BENEFÍCIOS</p> <p>Segurança para que não haja judicialização dos pedidos de enquadramento dos campos como marginais, em função da maior clareza dos conceitos para as partes envolvidas. Incluir no Edital de Licitação de áreas exploratórias condições que permitam ao operador pleitear incentivos (redução de royalties, TLDs não tributados, alteração de PEM, extensão do período exploratório, entre outros) caso ocorra uma descoberta porém sua declaração de comercialidade não seja viável. Uma vez obtida a aprovação dos seus pleitos pela ANP, o operador poderá continuar na fase exploratória até poder declarar a comercialidade marginal e auferir desses incentivos na elaboração do PD e, assim, dar continuidade a fase de desenvolvimento e de produção de forma incentivada. Essa proposta propicia ao operador o conforto de participar da licitação sabendo, antecipadamente, que poderá viabilizar o projeto caso a descoberta seja marginal a ponto de ameaçar sua declaração de comercialidade. Caso os incentivos não sejam suficientes para se fazer a declaração de comercialidade, cabe a ANP oferecer outros incentivos que possam tornar a declaração de comercialidade viável. Se isso não for o suficiente a área exploratória será devolvida a ANP sem ônus para o operador em termos de PEM, garantias, etc.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-----	-------------------------------	---	---	---	---



características físico-químicas do óleo, e utilizar as seguintes distinções:

i. Campos Terrestres
Campos que tiverem sua produção média por poço UTIL (ou seja poços que produziram no ano) inferior à média equivalente do ano anterior para o seu grupo de comparação, com os ajustes relativos ao preço de venda e características físico-químicas do óleo, deverão ser classificados como Campos Marginais. A classificação deve ser reavaliada a cada cinco anos.

ii. Campos Marítimos convencionais.
Campos marítimos convencionais sob regime de concessão, que tiverem sua produção de óleo equivalente média por poço UTIL (ou seja poços que produziram no ano) inferior à média equivalente do ano anterior para o seu grupo de comparação, com ajustes relativos ao preço de venda e características físico-químicas do óleo, deverão ser classificados como Campos Marginais. A classificação deve ser reavaliada a cada cinco anos.

2. Novos contratos e edital – oferta permanente, concessão e cessão de direitos.
A ANP poderá prever no Edital do certame e no Contrato de Concessão a possibilidade de o operador apresentar, após o cumprimento do PEM e anteriormente à declaração de comercialidade ou à decisão de devolver a concessão. A operadora ou o consórcio deverá apresentar as justificativas técnicas e econômicas para que o campo seja enquadrado como Campo Marginal, conforme os critérios estabelecidos. Cabe, assim, à ANP aceitar ou não o pedido de enquadramento.
Fica como sugestão que a manifestação da ANP deveria ocorrer dentro de um prazo de 60 dias (aceitação ou não do pedido), além da possibilidade da agência requerer esclarecimentos, inclusive através de reunião para apresentação do projeto.

Caso a declaração de comercialidade ocorra sem a necessidade do pleito de incentivos, a evolução do campo será regulada pelas normas já existentes para Campos Maduros, de pequena produção.

16	IBP	<p>Incentivo para redução do risco (geológico e econômico) de desenvolvimento de campos Marginais através da flexibilização de TLDs e da entrada na Produção Antecipada.</p>	<p>Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade</p>	<p>Fomento à realização de TLD durante a fase de exploração e implementação de operações Produção Antecipada ("PA") já na etapa de desenvolvimento da produção, e flexibilização das participações governamentais, de modo a reduzir o valor da informação através das seguintes medidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - redução dos royalties ao mínimo previsto na lei em vigor (atualmente 5%) para TLD. - redução de royalties ao mínimo previsto em lei (atualmente 5%) para o período de PA em comparação com aquele estabelecido em contrato para o período de produção. O período de PA pode ter no máximo 5 anos sendo aprovado pela ANP. <p>Esta regra deveria se aplicar aos Campos classificados como marginais, tanto nas fases de exploração como na de desenvolvimento da produção.</p>	<p>Certos campos descobertos, mesmo em Bacias consideradas maduras, merecem atenção no momento de serem desenvolvidas suas reservas. Isto ocorre porque a complexidade de certas feições geológicas traz a necessidade de se buscar maiores informações, de modo a entender o comportamento fluido-dinâmico do hidrocarboneto na interação reservatório-poço. Tal fato faz com que reservatórios com reservas provadas tenham, mesmo após a perfuração de diversos poços exploratórios, várias incertezas no que compreende a sua produtividade, fator cabal para economicidade de projetos. Para isso, dados de produção se fazem importantes para calibrar modelos de reservatório e reduzindo, assim, tanto as incertezas técnicas quanto as econômicas, antes de avançar com um Plano de Desenvolvimento completo. Atualmente, há dois grandes problemas para o desenvolvimento destes campos: (i) os royalties cobrados para a execução de TLD (um período de testes preliminar) durante a fase de exploração e (ii) para o PA; em um período ainda de grande incerteza após a declaração de comercialidade do campo e entrada na etapa de Desenvolvimento da Produção. O percentual dos royalties atualmente praticado impõe severo custo para um projeto ainda de risco considerável, antes mesmo de haver alguma informação quanto à capacidade de produção do Campo, dados que são obtidos exatamente durante a execução dos TLDs e das PAs. Tal cobrança, faz com que o valor da informação seja elevado, levando a que, por vezes, os testes nos poços sejam postergados, atrasando projetos e colocando poços produtores em stand by pelas concessionárias em razão dos riscos de insucesso dos projetos, o que resulta em potenciais perdas ao país. Esta mudança se faz importante, principalmente, no caso de cessão de direitos de campos marginais, em terra e em mar. Nas hipóteses de cessão de direitos entre operadores, haveria um prazo até 3 anos de fase de reabilitação no qual, antes mesmo da apresentação de um novo PD, permitindo a continuidade da produção, além dos ajustes necessários ao PD vigente, aproveitando-se de um PAT e PAP, simplificando, desta forma, os testes e reduzindo os riscos. Cabe ressaltar que este modelo já existe para campos leiloados pela ANP nas rodadas anteriores de acumulações marginais. Deste modo, tal medida busca a desoneração dos campos marginais que terão instalados TLD e PA, visando a diminuir incertezas geológicas e econômicas dos projetos.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito, incluindo-se neste caso, a redução de royalties para PA. Quanto ao TLD, o possível incentivo não seria vinculado à definição de campo marginal, por ocorrer durante o período de avaliação exploratória. Ademais ressaltamos que já existem contratos (acumulações marginais e novas fronteiras) com royalties de 5%. Para elaboração de um eventual regulamento deverão ser envolvidas a SEP e SPG, além da SDP. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-----	--	--	--	--	---



					<p>BENEFÍCIOS</p> <ul style="list-style-type: none">- Maior probabilidade de que os projetos serão desenvolvidos.- Mais receitas para união, estados, municípios (tornar projetos parados viáveis representará sempre receita adicional);- Redução da incerteza do operador faz com que os projetos possam avançar, diante da capacidade de geração de receitas ao País e retornos aos investimentos, mais confiáveis.
--	--	--	--	--	---



17	IBP	Incentivo econômico para campos marginais que se classificam de acordo item 1, letra b, para definição de "campos marginais" deste documento.	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>De acordo com a proposta do item 1, letra b, também serão considerados campos marginais: "Para Campos sob regime de concessão (com declaração de comercialidade feita há mais de 5 anos e em fase de desenvolvimento retardado devido a sua economicidade. "</p> <p>Para estes casos, propõe-se uma redução dos royalties previstos em contrato para 5% (ou o mínimo previsto na lei em vigor) sobre a produção total durante toda vida útil do campo visando fazer com que os projetos sejam desenvolvidos.</p>	<p>Atualmente, o Brasil possui Campos com declaração de comercialidade realizada e que passados mais de 5 anos continuam sem ter suas reservas desenvolvidas. Tais como estes, muitos outros campos com descobertas e reservas provadas foram devolvidos ou estão em processo de devolução devido a não economicidade ou ao risco de não economicidade.</p> <p>Com a redução dos royalties, muitos destes campos teriam sua economicidade viabilizada fazendo com que mais projetos fossem desenvolvidos, óleo fosse produzido, mais emprego fosse gerado e royalties arrecadados.</p> <p>Para o controle por parte da ANP, sugere-se que poderia ser feita pelo Operador a demonstração de inviabilidade econômica do campo e a viabilidade de cada projeto quando submetido a valores de royalties menores. Tal medida poderia ser acompanhada ao longo do tempo, podendo ser revertida caso o Campo comece a apresentar resultados econômicos mais favoráveis.</p> <p>BENEFÍCIOS</p> <p>- Mais receitas para união, estados, municípios.</p> <p>Considerando a inviabilidade de projetos em um cenário com alto percentual de royalties sendo cobrado, temos como resultado final a falta de aplicabilidade e falta de receita sendo gerada.</p> <p>Atualmente, o Brasil possui Campos com declaração de comercialidade realizada e que passados mais de 5 anos continuam sem ter suas reservas desenvolvidas. Tais como estes, muitos outros campos com descobertas e reservas provadas foram devolvidos ou estão em processo de devolução devido a não economicidade ou ao risco de não economicidade.</p> <p>Com a redução dos royalties, muitos destes campos teriam sua economicidade viabilizada fazendo com que mais projetos fossem desenvolvidos, óleo fosse produzido, mais emprego fosse gerado e royalties arrecadados.</p> <p>Para o controle por parte da ANP, sugere-se que poderia ser feita pelo Operador a demonstração de inviabilidade econômica do campo e a viabilidade de cada projeto quando submetido a valores de royalties menores. Tal medida poderia ser acompanhada ao longo do tempo, podendo ser revertida caso o Campo comece a apresentar resultados econômicos mais favoráveis.</p> <p>BENEFÍCIOS</p> <p>- Mais receitas para união, estados, municípios.</p> <p>Considerando a inviabilidade de projetos em um cenário com alto percentual de royalties sendo cobrado, temos como resultado final a falta de aplicabilidade e falta de receita sendo gerada.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-----	---	---	---	---	---



18	IBP	Plano de desenvolvimento (PD) contendo 3 fases	<p>Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade</p>	<p>Possibilitar que o Operador apresente um Plano de Desenvolvimento ("PD") com até 3 fases em forma de contingência para o desenvolvimento da fase inicial.</p> <p>O PD seria entregue em até 6 meses após a declaração de comercialidade na forma completa, podendo possuir até 3 fases. Importante salientar que tal modelo já foi aplicado no final da última década.</p> <p>PD FASE 1- Obrigatória e válida até o final do contrato de E&P ou até que o concessionário faça uso de suas atribuições e solicite a entrada na fase 2.</p> <p>PD FASE 2- Contingência. Não obrigatória e válida desde que o concessionário exerça o seu direito de adentrar na FASE 2. Esta fase passa a ser válida até o final do contrato de E&P ou até que o concessionário solicite a entrada na fase 3.</p> <p>PD FASE 3- Contingência. Não obrigatória e válida desde que o concessionário exerça o seu direito de adentrar na FASE 3. Esta fase passa a ser válida até o final do contrato de E&P.</p> <p>Esta regra poderia se aplicar a todos os campos, não somente os Marginais.</p>	<p>Atualmente, mesmo após a fase exploratória, incertezas quanto ao modelo mais apropriado de desenvolvimento do campo fazem com que a definição do número, quantidade, localização e tipo dos poços a serem perfurados e do modelo SURF e UEP (no caso de campos marítimos) sejam complexas e arriscadas.</p> <p>Desta forma, a possibilidade do PD ser previsto/executado em fases oportuniza que o Operador tenha, dentro da fase de desenvolvimento da produção, a condição de definir se as fases 2 e 3 são economicamente justificáveis frente ao desempenho da fase 1, na qual o concessionário já possuirá um melhor modelo para a drenagem do reservatório conforme a curva de aprendizado do projeto avance, reduzindo incertezas, riscos e aumentando as chances de sucesso do projeto.</p> <p>BENEFÍCIOS</p> <p>Controle de parte da ANP que projetos sejam colocados em produção através da fase 1, mais conservadora em número de poços onde se assume que com as incertezas presentes naquele momento, o projeto será viável. À medida que a curva de aprendizagem do projeto avance e se note que as fases 2 e/ou posteriormente a 3 são viáveis, o concessionário decidirá avançar nas fases subsequentes. Isto evitará que projetos sejam postergados até que se tenha condições econômicas e financeiras para colocar em prática o PD na sua totalidade, já que parte-se do princípio que o PD fase 1 será mais conservador e possui obrigatoriedade de ser desenvolvido.</p> <p>Redução das incertezas e por consequência a redução do risco de insucesso do projeto.</p> <p>Tomada de decisão mais assertiva quanto a maximização da exploração gerando assim mais renda e por fim receitas advindas da tributação do empreendimento.</p>	<p>A submissão de PD por fases, assim como PD preliminar, já está prevista na Resolução 17/2015 em vigor. Ressaltamos que esta resolução tem revisão prevista na Agenda Regulatória da ANP, oportunidade na qual o assunto será tratado.</p>
----	-----	--	--	---	---	--



19	IBP	Mudança quanto as garantias financeiras para o abandono de poços – Método UK	Critérios e metodologias de gerenciamento de garantias para fins de abandono e desativação	<p>Alterar a metodologia de gerenciamento do atual modelo de exigência de garantia financeira para abandono, e para a desativação de poços, e de unidades de escoamento e produção.</p> <p>O novo modelo proposto tem base naquele proposto pela UK Oil and Gas Authority em que a cada ano são calculados os custos previstos para abandono (CA) bem como o valor presente líquido do projeto (VPL). Quando o VPL anual for menor do que o CA, cria-se um fundo e a diferença (VPL-CA) de um para o outro é depositado para a garantia do abandono e descomissionamento do campo.</p> <p>Caso no ano X o VPL for menor que o CA, cria-se o fundo e deposita-se a diferença. Todavia, se no ano X+1 o VPL for maior que o CA (devido a entrada em produção de novos poços, novos upsides e etc) não se faz necessário o depósito do ano atual.</p> <p>Esta regra deveria se aplicar a todos os campos ofertados sobre o regime de concessão, mas com impacto fundamental principalmente nos campos marginais.</p>	<p>A proposta incentiva que o operador do contrato coloque novos poços em produção, investigue e desenvolva novos upsides na área de contrato fazendo com que se estenda a vida útil do campo.</p> <p>Incentiva que os valores, hoje antecipadamente depositados no fundo para abandono, fiquem sob o poder do operador para investir no próprio campo ou em outras áreas.</p>	<p>O assunto está sendo estudado na ANP no âmbito de uma AIR e está prevista a sua inclusão na Agenda Regulatória 2019-2020, oportunidade na qual esta sugestão será considerada.</p>
----	-----	--	--	---	--	---



20	IBP	Extensão do prazo exploratório pré-declaração de comercialidade e ou devolução	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Considerar a possibilidade, por exemplo, prolongar o prazo de entrega da declaração de comercialidade, ou mesmo estender o de exploração, após uma descoberta por alguns anos (isso já existe para campos de gás para 5 anos)	Isto fará com que o Operador possa planejar melhor, estudar melhor o campo, fazer novos poços, realizar TLD incentivado, planejar-se melhor comercialmente etc dando assim a viabilidade econômica para o desenvolvimento em fases do ativo.	Sugestão será encaminhada à SEP e SPL.
----	-----	--	---	---	--	--

21	IBP	Tax credit para TLD de campos marginais	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>A ANP deveria estabelecer o incentivo para colocar em prática TLD em Campos previstos como marginais durante a fase exploratória, para os contratos novos com em relação aos àqueles vigentes.</p> <p>Campos que mostram possível marginalidade durante a fase exploratória serão beneficiados com um crédito nos royalties que seriam angariados no TLD.</p> <p>Em caso de declaração de comercialidade (SUCESSO) do campo sob o preceito de marginal, estes royalties serão pagos em parcelas durante os primeiros 5 anos de produção do campo.</p> <p>Em caso de DEVOLUÇÃO do campo, o operador fica ISENTO de pagar com o montante de royalties.</p>	<p>Esta sugestão é baseada no modelo americano de “tax credit” que incentiva TLD durante períodos de baixa no preço do petróleo fazendo com que certos campos deixem de ser atrativos. Visando a não parada em produção ou o manutenção da atividade exploratória dos campos marginais o governo oferece um incentivo através do crédito nos royalties. No caso dos TLDs, caso tenha sucesso e o campo seja declarado comercial, o operador paga em parcelas o montante posteriormente. Em caso de insucesso o operador fica isento deste pagamento.</p> <p>Isto se faz justo, pois o TLD não possui como atividade fim a produção de hidrocarbonetos e a geração de receitas, mas sim gerar dados que auxiliem a tomada de decisão quanto a declarar a comercialidade e entrar na fase de desenvolvimento ou não.</p> <p>Assim, a ANP estaria incentivando a obtenção de dados e fomentando a tomada de decisão de investimento com menor ônus ao Operador, já que quando à incidência dos royalties sobre o TLD implica na “taxação” sobre investimento, e não uma receita proveniente do sucesso do projeto.</p>	<p>O possível incentivo não seria vinculado à definição de campo marginal, por ocorrer durante o período de avaliação exploratória. Para elaboração de um eventual regulamento deverão ser envolvidas a SEP e SPG.</p> <p>Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-----	---	---	---	---	---



22	IBP	Waiver para PA de campos marginais	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>A ANP poderia estabelecer um incentivo para que operadores declarem comercialidade de campos e ao entrarem na etapa de desenvolvimento, conceda-lhes uma postergação de no máximo 5 anos para o pagamento dos royalties, aplicável aos contratos novos e vigentes.</p> <p>Previamente a declaração de comercialidade, os Campos Marginais que forem declarados comerciais teriam uma postergação, pelo prazo de 5 anos, do pagamento dos royalties. Após o término deste prazo, a Operadora iniciará o pagamento dos royalties vincendo, bem como dos valores relativos aos 5 anos anteriores.</p> <p>Essa proposta não excluirá o pagamento, apenas postergará.</p>	<p>Modelo parecido usado em UK onde o regulador autoriza a postergação do pagamento das participações governamentais (no nosso caso royalties), aliviando o fluxo de caixa inicial do projeto, fase qual que necessita maiores investimentos.</p> <p>Tal incentivo fará que mais empresas se sintam confortáveis em entrar na fase de desenvolvimento e mais Campos, a serem devolvidos com base nas regras atuais, sejam declarados comerciais e tenham seu desenvolvimento em progresso.</p> <p>Importante destacar que o Operador não deixará de pagar os royalties devidos, apenas os pagará no futuro (após os primeiros 5 anos de atividade do campo a partir do início da etapa de desenvolvimento) não trazendo perdas ao país, estados e municípios.</p> <p>Acredita-se que tal incentivo tornará o país mais atrativo.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-----	------------------------------------	---	---	--	---

23	IBP	Incentivo a redução de royalties para campos com abandono iminente	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	<p>Campos com abandono iminente também poderão ser classificados como Campos Marginais.</p> <p>Essa sugestão visa fomentar a realização de investimentos de revitalização de Campos com abandono iminente.</p> <p>Para os Campos com investimentos de extensão da vida útil serão adotadas as seguintes medidas:</p> <p>- Campos com reservas a se esgotar em menos de 10 anos e que fizeram investimentos nesse período terão redução de royalties para o mínimo referido no artigo 47 do 1º parágrafo da Lei 9.478 (atualmente 5%), desde que protocolado o pedido de redução, antes do início das atividades de extensão da vida útil</p>	<p>Atualmente, o Brasil possui Campos em processo de devolução devido a não economicidade ou ao risco de não economicidade. Contudo ainda possui potencial exploratório em suas reservas, o que poderia postergar o abandono, caso novos investimentos recebessem incentivos a sua realização.</p> <p>Com a redução dos royalties, muitos destes campos teriam sua economicidade viabilizada fazendo com que mais projetos fossem desenvolvidos, óleo fosse produzido, mais emprego fosse gerado e royalties arrecadados.</p> <p>Para o controle por parte da ANP, o marco de 10 anos do abandono demonstra a inviabilidade econômica do Campo e a viabilidade de cada projeto quando submetido a valores de royalties menores.</p> <p>BENEFÍCIOS: Recebimento de receitas governamentais incidentes sobre percentuais reduzidos (considerando a redução a 5%) são preferíveis em relação ao não recebimento (no ambiente atual com percentual de 10%) decorrente da não realização dos investimentos/ das atividades.</p> <p>Municípios que já recebem royalties de projetos existentes não serão penalizados. Ao contrário, a medida garante o prolongamento do recebimento das receitas, diante do aumento da vida útil dos projetos, e, por conseguinte, a postergação do abandono.</p>	<p>Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Ressaltamos que para os campos com abandono iminente, que na maioria dos casos são campos maduros, já existe a Resolução 749/2018 que prevê redução de royalties sobre a produção incremental.</p> <p>Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.</p>
----	-----	--	---	--	---	---



24	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Definição de acumulação economicamente marginal	Critérios para definição e enquadramento de acumulações marginais ou campos marginais	<p>O enquadramento das acumulações como economicamente marginais será realizado caso a caso, e levará em consideração ao menos um dos fatores de parametrização/caracterização listados abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Volume da acumulação; - Característica do hidrocarboneto (viscosidade, API, RGO, TIAC etc); - Características do reservatório (permeabilidade, espessura, pressão, temperatura etc); - Distância das unidades de produção existentes; - Lâmina d'água; - Profundidade do reservatório. 	A economicidade de uma acumulação é impactada por diversos fatores, os quais podem ter maior ou menor impacto dependendo do contexto onde a acumulação está inserida.	Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.
25	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Medição	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Flexibilizar a realização de testes de produção de forma agrupada, incluindo as análises químicas de laboratório.	Redução dos investimentos em linhas de teste ou com a implantação de instalações simplificadas, otimizando os recursos existentes, simplificando a rotina de testes, especialmente quando em grande quantidade de poços, elevando a atratividade dos projetos.	Sugestão será encaminhada ao NFP.

26	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Medição	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Simplificar a medição através da utilização das propriedades/características dos fluidos do reservatório.	Redução de complexidade e custos, evitando-se a coleta de amostras e a realização de análises químicas em laboratório, por poço, para cada teste de produção, reduzindo assim a frequência de realização das análises.	Sugestão será encaminhada ao NFP.
27	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Medição	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Flexibilizar critério de BSW para enquadramento do petróleo para campos de baixa produção, excluindo/reconsiderando o porte da empresa.	Redução dos custos para tratamento/enquadramento do óleo, considerando somente a produção do campo, e não o porte da empresa, conforme hoje é praticado pelo RTM (Regulamento Técnico de Medição da ANP/INMETRO). Neste RTM temos, para campos de pequenas acumulações, que para as medições fiscais da produção, o petróleo pode conter até 6% em volume de água e sedimentos, conforme identificado na análise do petróleo.	Sugestão será encaminhada ao NFP.
28	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Medição	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Flexibilização para que a totalização da produção possa ser realizada nos equipamentos/instrumentos de automação em campos de baixa produção.	Redução de custos e conseqüente ganho de economicidade, quando comparado ao uso de computadores de vazão (obrigatórios).	Sugestão será encaminhada ao NFP.



29	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Medição	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Utilização de lacres nas válvulas somente nas medições fiscais.	Redução de custos da rotina/logística de manutenção dos equipamentos com lacre que não estejam associados às participações governamentais (medições fiscais), com consequente ganho de economicidade.	Sugestão será encaminhada ao NFP.
30	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Licenciamento Ambiental	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Intensificar articulação com órgãos ambientais, com o objetivo de acelerar emissão das autorizações ambientais.	Antecipar a implantação de projetos e consequentemente a produção, com melhoria da economicidade.	Sugestão será encaminhada à SSM.
31	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Licenciamento ambiental	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Articulação com órgãos ambientais estaduais visando a padronização de taxas envolvidas em licenciamento ambiental.	Viabilizar economicidade de novos projetos, especialmente quando a taxa de licenciamento de determinado estado é mais elevada que dos demais, como por exemplo a taxa do IDEMA do Rio Grande do Norte.	Sugestão será encaminhada à SSM.



32	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Participações Governamentais	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Em campos que pagam Participação Especial e que já estejam sujeitos às alíquotas mais elevadas por conta do tempo de produção, permitir a redução de alíquotas de royalties ou de PE especificamente para a produção de novas acumulações a serem desenvolvidas.	A sugestão de melhoria permitiria maximizar o fator de recuperação do campo por meio da viabilização econômica do desenvolvimento de pequenas acumulações inseridas em campos que pagam Participação Especial com alíquotas elevadas.	A Resolução 749/2018 prevê a redução dos royalties para até 5% sobre a produção incremental de campos maduros, inclusive os que pagam PE. Entendemos que a sugestão diz respeito a "acumulações marginais" dentro de campos não marginais, o que dificulta a implementação de normas.
33	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Abandono	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Dirimir divergências de interpretações de legislações aplicáveis a respeito da possibilidade de permanência definitiva de instalações no leito marinho, sem o estabelecimento da referência regulatória de remoção total como caso base, quando justificado pela análise de múltiplos critérios.	Redução dos custos de abandono com objetivo de viabilizar desenvolvimento ou redesevolvimento de alguns campos maduros com descomissionamento previsto em curto ou médio prazo, cujo custo em valor presente é significativo para o investimento.	Sugestão será encaminhada à SSM.
34	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Abandono	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Articulação com órgãos estaduais e IBAMA a fim de avaliar avanços necessários para incentivo à prática de criação de recifes artificiais de jaquetas de plataformas.	Redução dos custos de abandono com objetivo de viabilizar desenvolvimento ou redesevolvimento de alguns campos maduros com descomissionamento previsto em curto ou médio prazo, cujo custo em valor presente é significativo para o investimento.	Sugestão será encaminhada à SSM.



35	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Abandono	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Permitir a presença de cabos e linhas de controle em CSBs permanentes, aderente à indicação da Oil&Gas UK na última "Well Decommissioning Guidelines", o que não seria possível hoje considerando as exigências do SGIP (item 10.5.2.8)	Redução dos custos de abandono com objetivo de viabilizar desenvolvimento ou redensolvimento de alguns campos maduros com descomissionamento previsto em curto ou médio prazo, cujo custo em valor presente é significativo para o investimento.	Sugestão será encaminhada à SSM.
36	ABPIP	CRITERIO DE ENQUADRAMENTO	Critérios para definição e enquadramento de acumulações marginais ou campos marginais	Propomos que sejam enquadrados nesta categoria de campos aqueles que a media da produção diária (em boed) do ano anterior quando somadas seja inferior a 3% da media diária da produção nacional. Feita esta enquadramento ao final de cada 3 anos a ANP faria um novo enquadramento definindo quais campos se manteriam, seriam excluídos ou adicionados a esta categoria.	Escolhemos o volume de produção com critério de enquadramento por ser um dado único, oficial, de fácil obtenção, objetivo que no entanto não tem exatamente uma relação diferente com a economicidade marginal. Este pequeno prejuízo conceitual, no entanto, nos parece ser compensado já que é o único dado que tenha as características acima referenciadas que diferentemente da TIR, Reservas e outros critérios mais diretamente ligados ao conceito de economicidade marginal que carregam uma subjetividade maior. Outro que queremos justificar o caráter da periodicidade do enquadramento que permite uma mobilidade que retrará a realidade atual de cada período de reenquadramento, deixando de ser um critério rígido e engessado. Também vale a pena esclarecer que nos baseamos nas boas práticas de gestão a utilizar o percentual de 3% dado seu caráter imaterial nos diversos setores que obedecem a teoria da marginalidade das coisas.	Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.

37	ABPIP	MEDIDA ESTRUTURANTE E PARA PREVINIR NOVAS RESOLUÇÕES OMISSAS QUANTO A ESTA CATEGORIA DE CAMPO	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Estabelecer que a partir da publicação das conclusões desta TPC toda nova resolução que afete as atividades de E&P dos campos enquadrados devesse explicitamente em artigo específico, quais cláusulas desta citada resolução se aplicam a esta categoria de campos.	Admitindo que uma das vertentes perversas que impedem ou impactam negativamente o desenvolvimento desta categoria de campos é a inadequação do atual arcabouço regulatório. Esta medida saneadora obrigaria aos futuros agentes reguladores a uma reflexão da dosimetria da aplicabilidade desta nova regulação a esta categoria de campos,	Entendemos que o arcabouço regulatório, em muitos aspectos, não considera a especificidade dos agentes que atuam na produção dos campos marginais. O conceito sugerido será contemplado nas recomendações decorrentes da análise da TPC nº 08/2018.
38	ABPIP	MEDIDA PROFILÁTICA DO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Estabelecer que após 1 ano a contar da data da publicação das conclusões do TPC toda resolução existente que afete as atividades de E&P dos campos enquadrados nesta categoria que não tenha explicitamente estabelecido a sua aplicação nestes campos perderá a sua eficácia.	Esta medida força que haja um razoável esforço para "descontaminar" o arcabouço regulatório existente.	A adequação dos regulamentos de modo a contemplar as especificidades dos campos marginais será feita à medida que forem revistos conforme a Agenda Regulatória da ANP.
39	ABPIP	MEDIDA PROFILÁTICA DO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Transformar a TPC em "escuta permanente" por pelo menos 01 ano e periodicamente (trimestralmente) avaliar e deliberar os pontos encaminhados.	Permitir e sistematizar que a sociedade civil, agentes regulados e regulador, a partir de situações fáticas vivenciadas subordinada a regulação atual possam contribuir para aprimoramento do atual arcabouço regulatório.	É preciso que a TPC tenha um prazo de conclusão, para que as contribuições recebidas na TPC 08/2018 possam ser analisadas e gerar resultados. No entanto, não há impedimentos aos agentes para encaminharem sugestões e contribuições ao aperfeiçoamento regulatório pela ANP, sempre que julgarem necessário.



40	ABPIP	ROYALTIES	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Reducao para alíquota mínima permitida na lei, que atualmente é de 5% (cinco por cento) para os campos enquadrados nesta categoria.	<p>Considerando:</p> <p>a) o acentuado declínio de produção dos campos onshore, b) o alto potencial da redução de royalties na contribuição da viabilização da retomada dos investimentos em projetos de revitalização de campos terrestres, c) e a recente iniciativa da Agencia em colocar em consulta publica e posteriormente publicar a resolução que visa regulamentar a redução de royalties.</p> <p>vem, destacar alguns pontos que demonstram a necessidade de aprimoramento da proposta resolução, a partir das simulações verificamos que:</p> <ul style="list-style-type: none">• O “benefício” mensal médio por poço (campos terrestres) será da ordem de R\$540,00 (quinhentos e quarenta reais) e• que este valor representa cerca de 2,0% (dois por cento) numa das simples intervenções para reativação de um poço (equipar para produção por meio de bombeio mecânico). <p>Apesar dos acertos da iniciativa que reconhecemos mas consideradas as condições de contornos da minuta de resolução apresentada que reduzem e diminuem os benefícios, conforme demonstrado.</p>	Consideramos que o tema deve ser abordado por uma Resolução da ANP que apontaria os critérios para Definição de campos de economicidade marginal e os benefícios a que teriam direito. Porém entendemos que será necessária uma Resolução do CNPE que estabeleça diretrizes à ANP, a exemplo da Resolução 17/2017 para a Redução de Royalties.
----	-------	-----------	---	---	---	--



41	ABPIP	PENALIDADES	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	A utilização de MRC (Medida de Recomendação de Conduta) e do TAC (Termo de Ajustamento de Conduta) como instrumentos legais, que são, para desempenho e consequência das ações fiscalizatórias da ANP, pelas vantagens de sua aplicação frente a outros dispositivos sancionatórios como as multas e interdições por exemplo.	<p>Temos certeza que esta iniciativa esta alinhada com a atual diretriz da Agencia, explicitada na mensagem para funcionários da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), do diretor-geral, Décio Oddone, na sua posse, que afirmou “um dos seus objetivos no cargo será melhorar o ambiente de negócios do Brasil”.. que “a agência deverá trabalhar para aumentar a produtividade da indústria, reduzir a burocracia e acelerar a tomada de decisões, com simplificação de normas e agilização de trâmites e que “a agência não é um órgão com finalidade arrecadatória ou punitiva. Tem como um objetivo o cumprimento da regulação pelos atores econômicos. Deve facilitar a ação dos agentes regulados e estimular os bons comportamentos. A aplicação de multas e penalizações deve ser severa para os que não cumprirem seus compromissos ou fraudarem a regulação, não uma ferramenta de gestão ou arrecadação” (grifo nosso).</p> <p>Neste sentido, a TAC e MRC além, utilizada por varias outras agencias reguladoras (ANEEL, ANTAQ, ANS, ANTT, ANATEL etc) verificamos que no âmbito da própria ANP já existe precedente da aplicação da MRC desde a publicação da resolução 32/12, revista por outras resoluções posteriores ate a ultima feita pela resolução 688/17, no entanto aplicável somente ao setor de abastecimento e mais especificamente de revenda de combustíveis.</p> <p>Como fundamentação da nossa proposta, anexo a esta correspondência, o trabalho “ Termo de Ajustamento de Conduta em procedimentos sancionatórios regulatórios, de autoria de André Saddy e Rodrigo Azevedo Greco publicado na revista Revista de Informação Legislativa, Ano 52 Número 206 abr./jun. 2015 (https://www12.senado.leg.br/ril/edicoes/52/206/ril_v52_n206_p165.pdf).</p>	O conceito sugerido será contemplado nas recomendações decorrentes da análise da TPC nº 08/2018.
----	-------	-------------	---	---	--	--

42	ABPIP	<p>Informações a serem prestadas</p> <p>Definição do “módulo” de comunicação com as Superintendências e forma de apresentação.</p>	<p>Aprimoramento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre as Superintendências da ANP e os Concessionários</p>	<p>Definir o “módulo” de comunicação entre Concessionários e as diversas Superintendências e Coordenadorias da Agência (I-SIGEP; ou I-ENGINE; ou SEI; ou outro modelo gerencial), sistematizando as informações relevantes ao acompanhamento das atividades de exploração e desenvolvimento da produção, eliminando informações de caráter meramente informativos (propomos uma consulta aos agentes) buscando quebrar paradigmas.</p>	<p>O relacionamento dos Concessionários de E&P, se dá entre as diferentes Superintendências e Coordenações da Agência, de forma isolada e não sistematizada, estando em vigor três “caminhos” de comunicação e envio de relatórios mensais, sendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • I-SIGEP • I-ENGINE • SEI e • Outros meios, via protocolo, (CD e impressos) <p>Alguns relatórios (BMP; MOV; DRY; Volumes de Gás Comercializados) reportam as mesmas informações requeridas por uma ou mais superintendência, sem que sejam minimamente sistematizadas no âmbito da Agência.</p> <p>Além dessa ausência de sistematização de informações, é requerido envio, via protocolo, de relatórios impressos, após a validação pelos sistemas (I-SIGEP; I-ENGINE) o que, em princípio não faz sentido. Além de onerar as despesas administrativas, não traz ganho de produtividade.</p>	<p>Esses problemas já foram identificados pela ANP, e várias ações estão em andamento. Quanto aos sistemas, observamos que as cargas do I-SIGEP e o I-ENGINE serão todas migradas para novo sistema. O sistema SEI substituirá o protocolo, concentrando o envio de documentos não carregados em banco de dados. O envio de documentos impressos (via protocolo) será extinto. No âmbito das revisões dos regulamentos, a ANP avalia a pertinência das solicitações de informações.</p>
----	-------	--	---	--	--	---

43	ABPIP	Relatórios e Informações periódicas às Superintendências	Aprimoramento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre as Superintendências da ANP e os Concessionários	<p>Reunir as informações de acompanhamento e fiscalização de atividades aderente a realidades da pequena e média produção de petróleo e gás natural, tornando célere e eficaz a atuação de ambos: i) Concessionário e ii) Fiscalização (ANP) no menor número de Documentos. Exemplos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reunir as informações dos boletins (BMP); (MOV); (Comercialização de Gás) e (DRY) em uma única Planilha (todas tratam basicamente das mesmas informações); 2. Reunir em uma única Planilha as informações Financeiras: (Gastos Trimestrais); (Conteúdo Local); (Pagamento de Royalties). <p>Além de sistematizar as informações em uma única planilha para o envio de relatórios, é imprescindível melhorar os próprios relatórios (Planilhas), tornando-os "amigável" ao usuário.</p>	<p>As informações solicitadas e enviadas mensalmente às diversas Superintendências, são dispersas em várias planilhas. Revisando seus conteúdos, nota-se que podem ser agrupadas num único arquivo (conforme a informação), por Concessão, e transmitidas uma única vez por mês, facilitando a leitura/validação e desonerando as empresas.</p> <p>Os campos para preenchimento nas diversas planilhas (Excel) pelo Concessionário, que compõem o acervo de informações, não são "compreensíveis" e, via de regra, conduz a erros, exigindo o retrabalho e consequente reenvio de documentos até a aprovação final pelo sistema utilizado.</p>	<p>As sugestões serão contempladas nas recomendações decorrentes da análise da TPC nº 08/2018. As modificações nos modelos de entrega de informações, deverão ser discutidas com as várias Superintendências envolvidas.</p>
----	-------	--	--	--	--	--



44	ABPIP	Informações Complementares ou acessórias	Desenvolvimento de políticas, resoluções e aprimoramento dos editais e contratos visando incentivar à produção, pelas pequenas e médias empresas, de áreas com acumulações marginais ou campos na margem da economicidade	Tornar facultativo o envio de informações "complementares e/ou acessórias" às atividades de desenvolvimento e produção, reduzindo a edição de Resoluções que servem apenas à arrecadação de multas e penalidades, observados os Princípios da Razoabilidade, Legalidade e do Interesse Público.	Manter-se num ritmo de publicações e edição de resoluções que só oneram as atividades, desrespeitando a "Livre Iniciativa" e o investimento na exploração e produção, sem dúvida, é um desestímulo aos Concessionários permanecerem na atividade.	Os agentes nem sempre têm condições de avaliar a necessidade das informações exigidas para o exercício da função regulatória da Agência. A ANP não reconhece a exigência do envio de informações "que servem apenas à arrecadação de multas e penalidades".
----	-------	--	---	---	---	---



ANEXO II - Apresentação sobre o resultado da TPC 08/2018 no Comitê do Upstream da ANP.



Incentivos ao Desenvolvimento e Produção de Áreas ou Campos Marginais Resultado do Workshop da TPC 08/2018

Marcelo Castilho
Superintendente de Desenvolvimento e Produção

19/06/2019

AGENDA



Objetivo da TPC 08/2018

Contribuições Recebidas e Classificações

Ações Prioritárias

Desafios e Ações da ANP



Objetivos da TPC 08/2018



Resolução ANP nº 749 de 21/09/2019

Ata da 947ª Reunião de Diretoria, realizada no dia 20 de setembro de 2018, determinou que a SDP e o CAT elaborassem proposta de Tomada Pública de Contribuições (TPC)

COLETAR E IDENTIFICAR

Dados, informações e evidências sobre a necessidade de revisão ou de elaboração de instrumentos regulatórios que contemplem incentivos ao desenvolvimento e produção de acumulações ou campos marginais.

DAR

Publicidade, transparência e legitimidade às ações da ANP.



TPC 08/2018 - 44 Contribuições

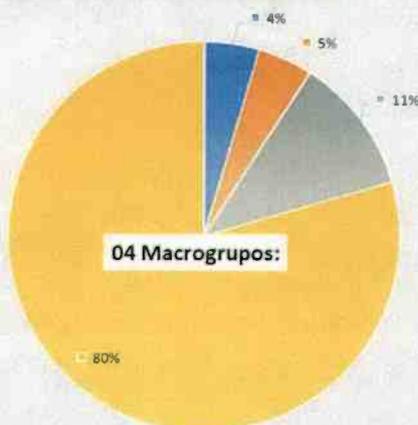


ABPIP
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás

PETRORIO
ibp
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás

PremierOil

BR
PETROBRAS



MG1-Critérios para o gerenciamento de garantias para fins de abandono.

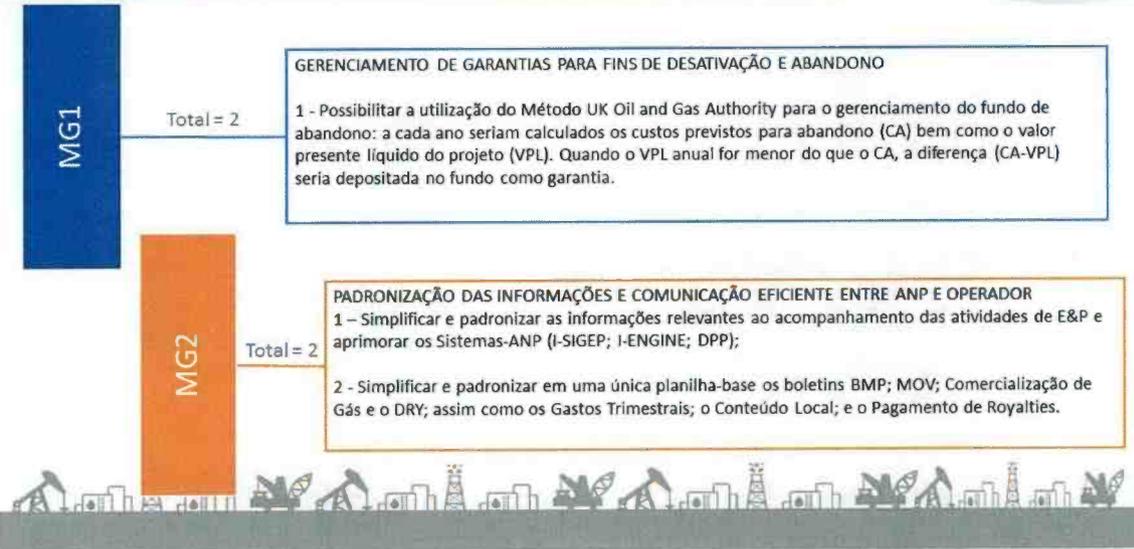
MG2-Aprimoramento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre as Superintendências da ANP e os Operadores.

MG3-Critérios para definição e enquadramento de áreas ou campos marginais.

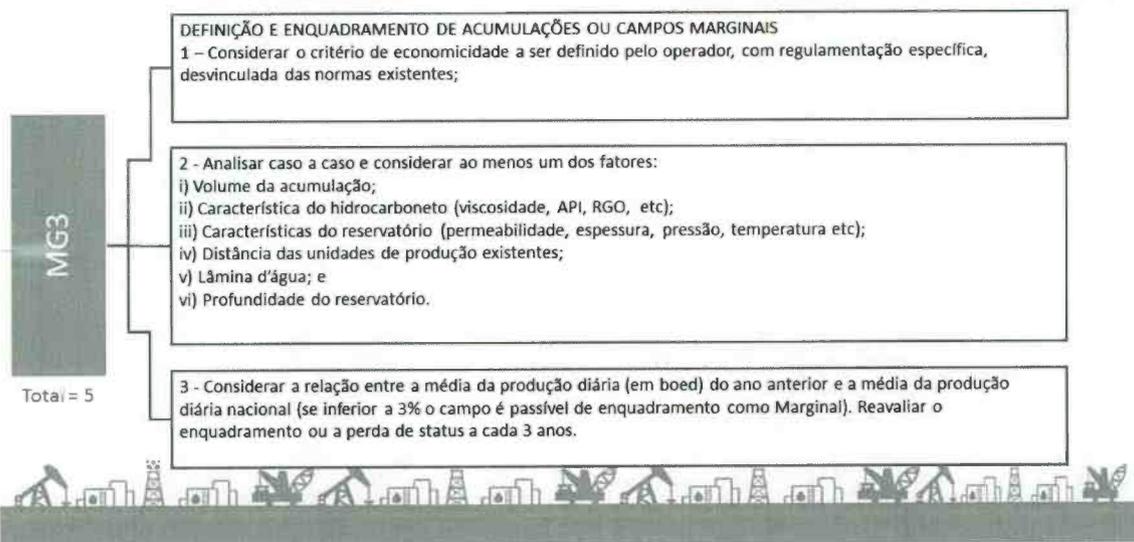
MG4-Desenvolvimento de políticas, revisão ou elaboração de resoluções visando incentivar a produção de áreas ou campos marginais.



Macrogrupos 1 e 2 – Temas



Macrogrupo 3 – Temas



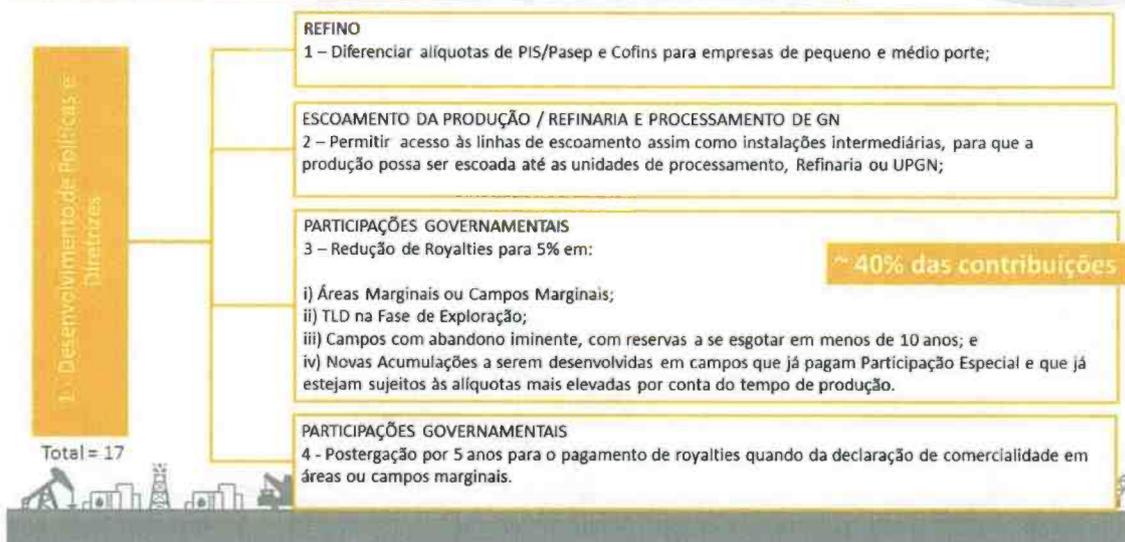
Macrogrupo 4 – Contribuições



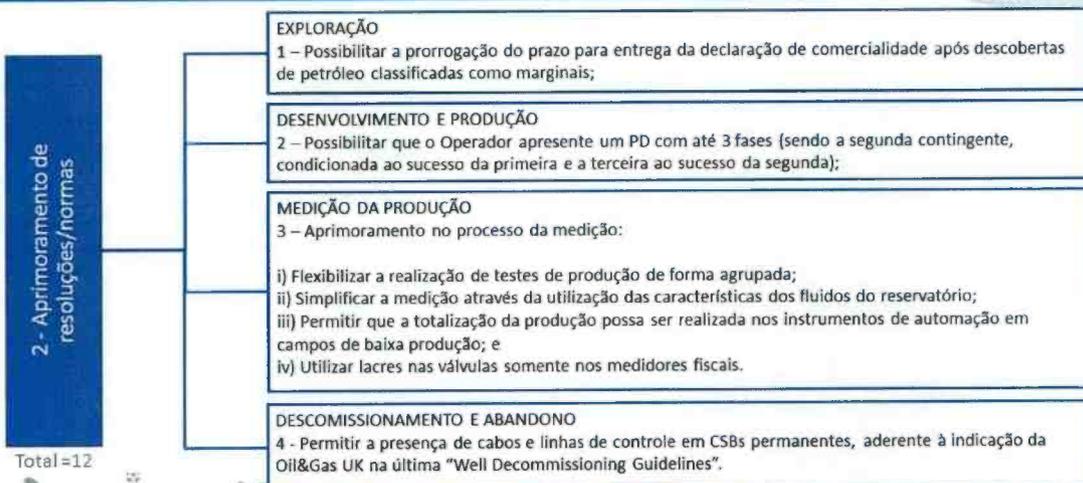
MG4 - Desenvolvimento de políticas, revisão ou elaboração de resoluções visando incentivar a produção de áreas ou campos marginais	Nº
1 - Desenvolvimento de políticas e diretrizes para revisão ou elaboração de resoluções sobre incentivos aos campos ou áreas marginais	17
2 – Aprimoramento de resoluções/normas/editais e contratos	12
3 - Aprimoramento da articulação entre ANP x Concessionários x IBAMA	5
4 – Aprimoramento dos instrumentos legais para fiscalização	1

Total = 35

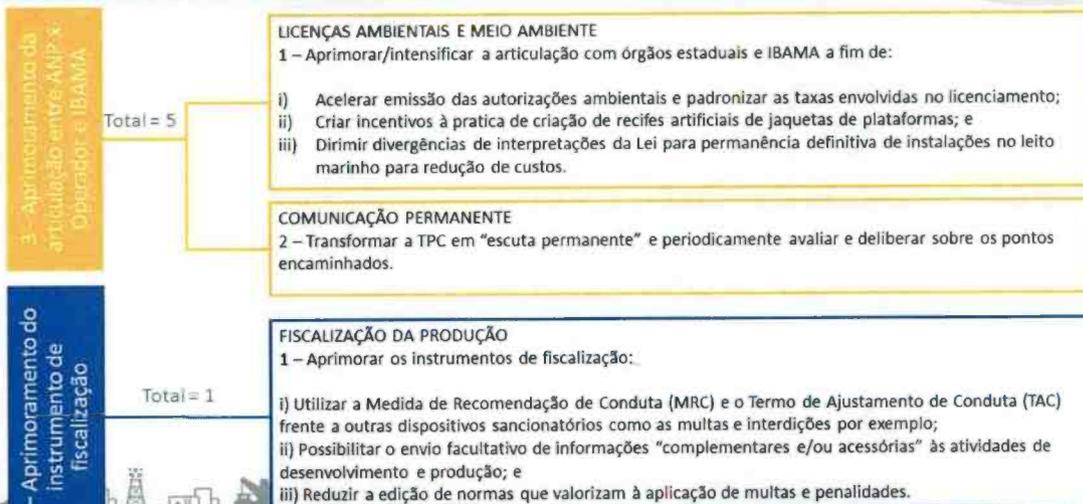
Macrogrupo 4 – Temas



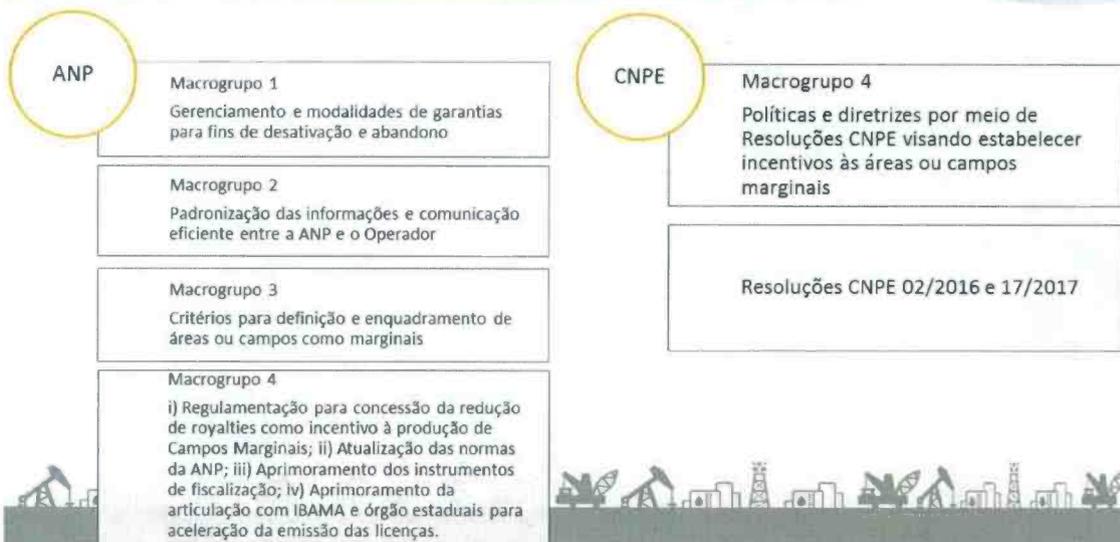
Macrogrupo 4 – Temas



Macrogrupo 4 – Temas



Prioridades à luz da TPC 08



Prioridades à luz da TPC08 – Pesquisa Realizada



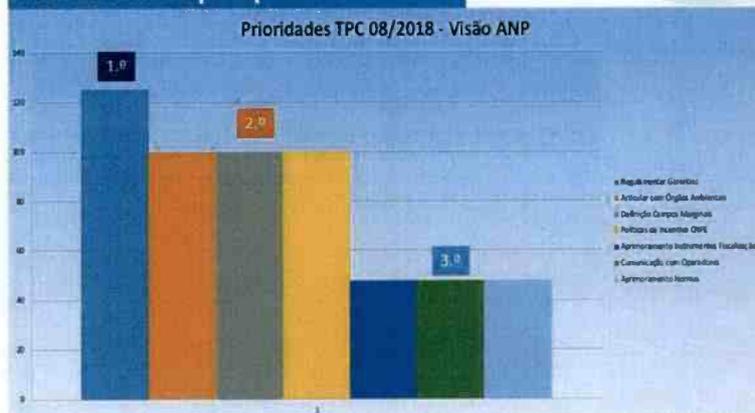
<https://pt.surveymonkey.com/r/HHSJJR6>



Prioridades à luz da TPC08 – visão ANP



Resultados da pesquisa



Matriz GUT adaptada para definir ações prioritárias:

- 1) Existe norma? Quanto menos regulamentado maior a nota (1 a 5).
- 2) A ausência de norma ou de resposta traz insegurança aos investidores? Ou pela decisão de não continuar investindo? Quanto maior a insegurança maior a nota (1 a 5).
- 3) Pode aumentar a insegurança se não existir uma norma ou resposta à curto ou médio prazo? Quanto maior a tendência maior a nota. (1 a 5)

Prioridades à luz da TPC08 – Visão Mercado



Resultados da pesquisa



Matriz GUT adaptada para definir ações prioritárias:

- 1) Existe norma? Quanto menos regulamentado maior a nota (1 a 5).
- 2) A ausência de norma ou de resposta traz insegurança aos investidores? Ou pela decisão de não continuar investindo? Quanto maior a insegurança maior a nota (1 a 5).
- 3) Pode aumentar a insegurança se não existir uma norma ou resposta à curto ou médio prazo? Quanto maior a tendência maior a nota. (1 a 5)

MG1 - Desafios e Ações da ANP



ANP

MG1

1ª - Gerenciamento e modalidades de garantias para fins de desativação e abandono



MG1 - Desafios e Ações da ANP – Garantias



PEM
PTI

Regulamentado nos Editais

CAUÇÃO EM DINHEIRO



SEGURO GARANTIA



CARTA DE CRÉDITO



PENHOR DE ÓLEO OU GÁS NATURAL



ABANDONO

Modalidades previstas nos contratos,
porém, não há regulamentação

SEGURO GARANTIA



CARTA DE CRÉDITO



FUNDO DE PROVISIONAMENTO



OUTRAS ACEITAS PELA ANP:

1) CAUÇÃO ? 

2) PROVISÃO CONTÁBIL / "AUTO SEGURO" ? 

3) PENHOR ? 



MG1 - Desafios e Ações da ANP – Garantias



ANP

FUNDO DE PROVISIONAMENTO

MG1

PREMISSAS

1 – A ANP não poderá configurar como parte, apenas como beneficiário;

2 – A retirada somente poderá ocorrer com a anuência da ANP;

3 – Sobre o saldo da conta não poderá incidir nenhum ônus, não poderá ser penhorado, ou usado como forma de garantia para outros que não a desativação do campo;

4 – O banco deverá ter sede no Brasil, ser de 1ª linha, registrado no Banco Central;

5 – Caso o valor depositado em conta venha a ser utilizado para investimentos, deverá ter perfil de investimento conservador a moderado;

6 – No caso de decretação de falência ou a não aprovação de requerimento de recuperação judicial dos consorciados, o banco deverá realocar o saldo integral para uma conta identificada pela ANP

MG1 - Desafios e Ações da ANP – Garantias



ANP

FUNDO DE PROVISIONAMENTO

MG1

PREMISSAS

7 – O Operador deverá apresentar à ANP, a cada dia 15 dos meses de fevereiro e agosto de cada ano, documentação comprobatória dos aportes realizados, bem como informar o saldo atualizado do fundo;

8 – A ANP poderá exigir a apresentação de um fundo para cada campo e as curvas de provisionamento poderão sofrer atualizações conforme ajustes em previsões de produção, reservas, eventuais prorrogações contratuais ou realizações de desativações antecipadas, entre outras motivações;

9 – A conclusão do provisionamento do abandono deverá ocorrer antes do final da vida produtiva do campo ou do seu limite econômico;

MG1 - Desafios e Ações da ANP - Garantias



ANP

FUNDO DE PROVISIONAMENTO – EM CASO DE CESSÃO

MG1

PREMISSAS

10 – Cessões envolvendo campos sem garantias, os valores deverão ser depositados, num montante inicial mínimo de 10% do custo total de abandono, conforme valores aprovados no último PD ou PAT;

11 – O Cedente e o Cessionário deverão conter o levantamento de todo o passivo existente em cada campo, identificando o que permanecerá na responsabilidade direta do Cedente e o que será repassado ao Cessionário.

12 – Documento deverá ser assinado pelo Cedente e o Cessionário e enviado à ANP nos mesmos termos acordados no documento de compra e venda (“Sales and Purchase Agreement” – SPA);

13 – Em caso de cessão, prioritariamente, o Cessionário (em conjunto com o Cedente) deverá criar um fundo de provisionamento para depósito das partes;

14 – O fundo deverá ser constituído e o depósito comprovado como condição para assinatura do termo aditivo por parte do novo concessionário;

MG1 - Desafios e Ações da ANP – Garantias



ANP

FUNDO DE PROVISIONAMENTO – EM CASO DE CESSÃO

MG1

EM ANÁLISE

15 – Caso estejam previstas realizações IMEDIATAS de abandono após a cessão, o valor inicial referente aos 10% do custo de abandono poderá ser parcelado?;

16 – Mecânica e periodicidade dos depósitos no fundo de provisionamento. Adicionalmente, o fundo de abandono deverá ser mantido em moeda nacional?;

17 – Fórmula para cálculo dos depósitos;

18 – Condições necessárias para que a ANP envie uma notificação de liberação para o banco;

19 – Tratamento de eventual inadimplência por parte do novo concessionário em realizar o depósito, apuração de responsabilidades entre outros.

MG3 - Desafios e Ações da ANP – Áreas ou Campos Marginais



ANP

MG3

2ª Critérios para Definição e Enquadramento de Áreas ou Campos Marginais e Incentivos



MG3 - Desafios e Ações da ANP – Áreas ou Campos Marginais



ANP

Macrogrupo 3
i) Critérios para definição e enquadramento de áreas ou campos como marginais; e
ii) Minuta de Resolução com base a regulamentar condicionada à Resolução CNPE

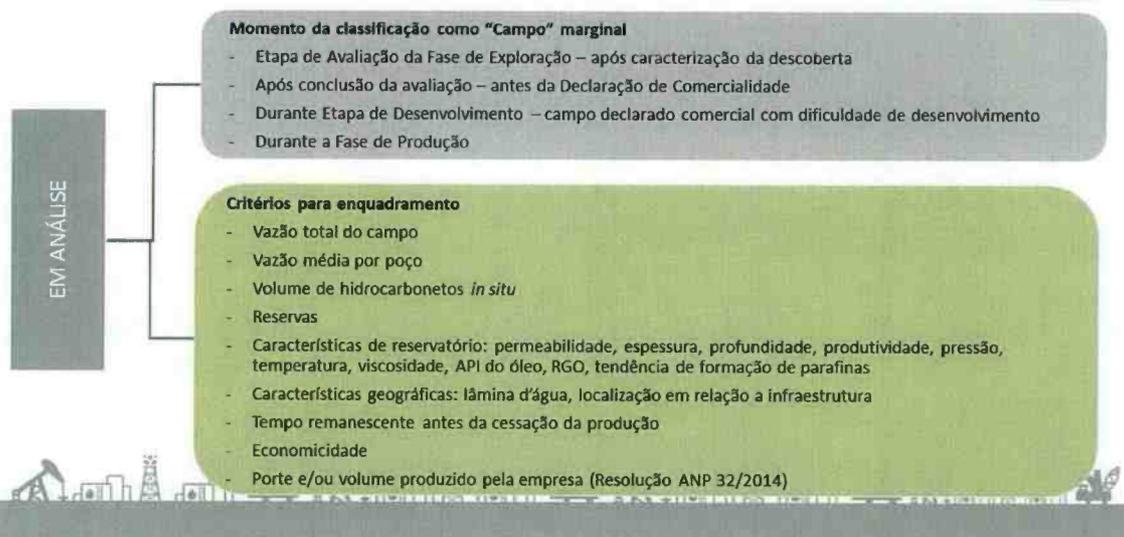
MME/
CNPE

~ 40% das contribuições

Macrogrupo 4
Políticas e diretrizes por meio de Resoluções CNPE visando estabelecer incentivos às áreas ou campos marginais



MG3 - Desafios e Ações da ANP – Áreas ou Campos Marginais



MG2 e 4 - Desafios e Ações da ANP – Comunicação e Normas



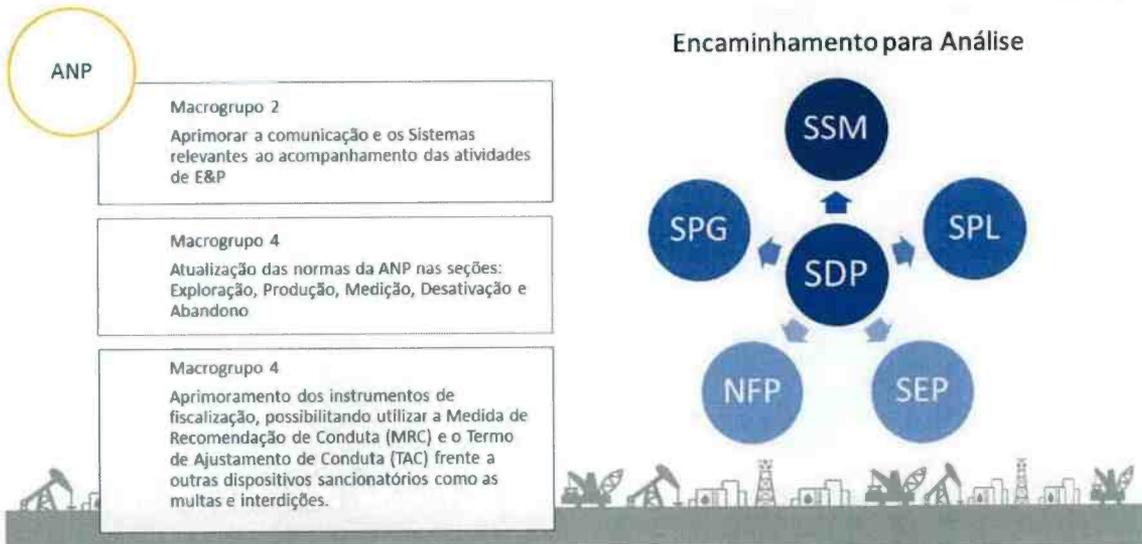
ANP

MG2
MG4

3ª Prioridade - Aprimoramento de normas, da comunicação e dos instrumentos de fiscalização



MG2 e 4 - Desafios e Ações da ANP – Comunicação e Normas



03 Grupos de Trabalho Formados (ANP e IBP)



GT1

Métodos para o gerenciamento das garantias para fins de desativação e abandono, principalmente no que tange ao fundo de provisionamento

GT2

Critérios para definição e enquadramento de um campo como marginal

GT3

Políticas e diretrizes por meio de Resolução CNPE visando a estabelecer incentivos para o desenvolvimento de áreas/campos enquadrados como marginais

Estes grupos contarão com a participação de representantes das empresas associadas do IBP e com representantes da ANP a fim de participar ativamente na elaboração de propostas e estudos ao longo do segundo semestre de 2019.

Obrigado

Superintendência de Desenvolvimento e Produção / DIR-III / ANP

Av. Rio Branco, 65, 19 andar - Centro
Rio de Janeiro/RJ - Brasil

www.anp.gov.br

Consulta.audiencia_SDP@anp.gov.br

