

Salvador, 15 de janeiro de 2021

**Ao Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - DEPG**

Ministério de Minas e Energia - MME

**Referência: Número Processo: 48380.000199/2020-27**

Prezados (as) Senhores (as),

Referenciamos a Consulta Pública MME nº 102/2020, publicada no Diário Oficial da União (DOU) dia 15/12/2020 por este Ministério, cujo objetivo é obter subsídios e contribuições ao Modelo de Oferta de Áreas para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Bacias de Fronteira Exploratória Terrestres.

De início, elogiamos a postura deste Ministério em consultar os agentes da indústria de petróleo e gás natural acerca do tema ainda em fase de discussão conceitual, especialmente considerando o relevante impacto que uma proposição desta natureza traz sobre toda a indústria. Neste contexto, a Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural (ABPIP) vem, pelo presente, apresentar seus comentários e considerações.

O principal objetivo desta ABPIP é promover, defender e estimular o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, provendo estímulo às empresas independentes, nos planos institucional, empresarial, tecnológico e operacional, objetivando a consolidação de uma indústria competitiva, sustentável, ética e socialmente responsável.

É de interesse da ABPIP promover amplo diálogo com a sociedade acerca dos trabalhos de Exploração e Produção (E&P), dando ciência à opinião pública sobre os benefícios trazidos, no âmbito de desenvolvimento regional, pela atividade petrolífera. Como é de ciência deste Ministério, a ABPIP vem atuando na vanguarda do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (REATE), sendo grande entusiasta de proposições que possam fomentar e estimular o reaquecimento deste setor.

Assim sendo, apresentamos a este Ministério nossas contribuições, divididas em quatro partes para melhor entendimento: I) Localização de blocos regionais em relação a áreas sob regime de concessão convencional; II) Criação de regime contratual diferenciado; III) Atratividade da proposta e adequação a seu público-alvo; iv) Considerações Finais.

**I. Localização de blocos regionais em relação a áreas sob regime de concessão convencional.**

Conforme exposto por intermédio da **Nota Técnica nº 16/2020/SDB**, o objetivo da proposta em tela é a disponibilização de blocos com dimensões muito superiores às atuais em bacias de nova fronteira, de modo a atrair investimentos na atividade de exploração de gás natural ao passo em que se supõe mitigar o risco exploratório.

De fato, compreendemos que algumas bacias sedimentares brasileiras de nova fronteira detêm um enorme potencial a ser investigado, especialmente considerando que menos de 5% da área sedimentar está atualmente contratada<sup>1</sup>. A partir de excelente análise multicritério liderada pela Superintendência de Definição de Blocos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SDB-ANP), foram elegidas cinco bacias prioritárias para a implantação do modelo, sendo estas as bacias do Amazonas, Paraná, Parnaíba, São Francisco e Solimões.

A **bacia sedimentar do Amazonas**, localizada no estado homônimo, jamais pôde replicar o sucesso da outra bacia sedimentar naquele estado, a bacia do Solimões. Apesar de descobertas comerciais realizadas no início dos anos 2000, até 2018 a bacia não contava com qualquer perspectiva de aproveitamento econômico. A partir do processo de desinvestimentos da Petrobras e a entrada de um agente privado, há uma perspectiva clara e definitiva para o início da operação comercial de um campo de gás natural não associado que restou dormente por quase duas décadas. As dificuldades técnicas e logísticas existentes na referida bacia parecem ter afastado o interesse em se realizar atividades exploratórias em sua área pela última década. Todos os blocos arrematados durante a 10ª Rodada de Licitações, realizada em 2008, foram devolvidos sem resultar na confirmação de novas jazidas com potencial comercial. Ademais, ainda que tenha ocorrido a ofertada de blocos na 13ª Rodada de Licitações, realizada em 2015, nenhum bloco foi arrematado na ocasião. **Fica evidenciada, portanto, a importância de se pensar mecanismos e incentivos para melhorar o ambiente jurídico regulatório e incentivar a participação de agentes de mercado.**

Contudo, é importante que, ao longo do amadurecimento deste debate, sejam feitas adequações ao panorama atualmente existente. Considerando a proposta da **Nota Técnica nº 16/2020/SDB**, a bacia do Amazonas contemplaria dois blocos distintos, chamados AM-OP-1 e AM-OP-2, com extensão de 13.079 km<sup>2</sup> e 7.709,54 km<sup>2</sup>, respectivamente. No tocante ao bloco AM-OP-1, é preciso reajustar desde já a área que se pretende conceder. Isso porque os resultados do 2º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente de Áreas acarretaram na diminuição da área não contratada do bloco AM-OP-1. **Com o arremate dos blocos AM-T-62, AM-T-84 e AM-T-85 no referido certame, 7.224,29 km<sup>2</sup> passaram a estar sob concessão no regime convencional**, com período exploratório fixado conforme parâmetros editalícios teoricamente ajustados para bacias de nova fronteira e áreas de alta complexidade operacional. O resultado do certame indica conclusão contrária à indicada por meio da **Nota Técnica nº 16/2020/SDB**, tendo sido dispensada a necessidade de grandes blocos regionais para atração de capital privado. Situações semelhantes podem ser verificadas para as bacias do Paraná e Parnaíba, conforme passaremos a tratar.

A **bacia sedimentar do Paraná** conta atualmente com três concessões ativas, sendo duas provenientes da 12ª Rodada de Licitações e uma da 14ª Rodada de Licitações. Assim como as demais bacias de nova fronteira, conta com alto potencial a ser investigado a partir de atividades exploratórias. Tal qual ocorre na bacia do Amazonas, a bacia do Paraná parece sinalizar movimento de retomada de sua atratividade perante empresas privadas. Isto porque quatro blocos exploratórios foram arrematados durante o 2º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente de Áreas, havendo nova perspectiva de execução de atividades de exploração a partir de capital privado nesta região. Para além de verificar a sobreposição destas áreas recém-

---

<sup>1</sup> REATE 2020, Relatório Executivo do Comitê. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministerio-de-minas-e-energia-publica-relatorios-finais-do-comite-reate-2020>

adquiridas em relação aos blocos regionais propostos, é importante destacar que tal bacia tem potencial para atrair agentes privados ainda em condições de concessões convencionais, como período exploratório de 06 anos e retenção de área 44% mais alta do que se pretende instituir neste momento. Além disso, a dimensão dos blocos regionais propostos para a bacia do Paraná superam em mil vezes o tamanho dos blocos tradicionais de bacias consideradas maduras, como a bacia do Recôncavo e a bacia Potiguar e em dez vezes o tamanho médio dos blocos localizados na bacia do Parnaíba, por exemplo.

A **bacia sedimentar do Parnaíba**, por sua vez, abriga atualmente mais de 45 mil km<sup>2</sup> de área contratada, contando com 28 entidades contratuais distintas, sendo 17 blocos exploratórios, 02 Planos de Avaliação de Descoberta, 09 campos comerciais, sendo 05 em produção e 04 em desenvolvimento. A bacia ainda teve êxito na atração de investimentos privados em dois dos três últimos ciclos licitatórios realizados pela ANP, ainda que fossem fixados patamares contratuais muito mais elevados do que os que se sugere aprovar na proposta em tela, como alíquota de royalties fixada 50% acima do patamar mínimo legal e retenção de área 434% maior do que o piso legal ora pretendido.

Por fim, se faz pertinente avaliar o panorama existente na bacia **sedimentar do Solimões**, para as quais são indicados três possíveis blocos regionais que circundam contratos tanto em fase de Exploração quanto Produção. Tratam-se de 13 concessões licitadas durante a 7ª Rodada de Licitações, realizada em 2005, das quais surgiram somente um campo produtor até o momento. Adicionalmente, a referida bacia abriga o polo Urucu, maior província de produção de petróleo terrestre do Brasil, cujas origens remontam momento anterior à abertura do mercado nacional para empresas privadas. Tendo em vista o longo prazo decorrido entre o momento de contratação os blocos da 7ª Rodada e o tempo presente, ainda que em um regime contratual com prazo máximo tivesse sido fixado no passado, ponderamos sobre os efeitos negativos que a instituição de um novo regime contratual ainda mais flexível poderia trazer à região, cujo difícil acesso e elevada necessidade de capital tornam operações de caráter prospectivo absolutamente laboriosa.

Perante todo o exposto, compreendemos que a implementação da proposta para concessão de blocos regionais deve considerar a existência de contratos de concessão convencionais ativos, de modo a **evitar situações de possível embaraço entre as duas figuras distintas**. Nesse sentido, ao contrário do entendimento exarado por meio da **Nota Técnica nº 16/2020/SDB**, replicado abaixo, sugerimos que este modelo seja testado inicialmente em bacia de nova fronteira na qual será efetivamente possível testar seu impacto e eficácia sem criar intemperes jurídico-regulatórias.

*“239. Devido ao baixo conhecimento geológico sobre a Bacia do Parecis, optou-se por não delimitar e indicar blocos exploratórios regionais nesse estudo. Entretanto, **recomenda-se a extensão da aquisição dos levantamentos sísmicos bidimensionais e perfurações de mais poços estratigráficos, bem como a realização de estudos de modelagem de bacia e de sistemas petrolíferos**, de modo a definir com maior certeza quais as áreas mais atrativas para investimentos de E&P.”* Grifo do autor.

Discutidas as especificidades das bacias sedimentares sob análise, sugerimos a este Ministério que se avalie a possibilidade de prosseguir com o modelo em um piloto em região que **não** concentre atividades em curso neste momento, agregando valor na fronteira exploratória onde a carência e necessidade de dados poderá ter o **maior efeito transformador, sendo esta a bacia sedimentar do Parecis.**

## II. Criação de regime contratual diferenciado

Considerando a proposta fundamentada na **Nota Técnica nº 16/2020/SDB** e consubstanciada por meio da **Nota Técnica nº 92/2020/DEPG/SPG**, acreditamos ser fundamental uma reflexão acerca da **criação de mais um regime jurídico regulatório no setor de petróleo e gás natural.**

Conforme demonstrado nas referidas Notas Técnicas, são previstas condições especiais para a aquisição dos chamados blocos regionais, haja vista que a adoção de critérios existentes hoje acarretaria na inviabilização completa da proposta. Especificamente, são propostas modificações que desde muito vêm sendo defendidas por esta Associação, como:

- a) a redução de royalties ao patamar mínimo legal;
- b) a redução de retenção de áreas ao patamar mínimo legal;
- c) o estabelecimento de nova metodologia para fixação de bônus de assinatura mínimo;
- e
- d) a possibilidade de formulação de programa de atividades discricionário, que variaria de acordo com o escopo fixado pelo vencedor do certame.

Este conjunto de ajustes contratuais é, de fato, bastante bem-vindo em um momento em que o aumento da competitividade na indústria de petróleo e gás natural em terra é fundamental para a geração de emprego e renda em regiões remotas do país. Todavia, **compreendemos que sua implementação não exige necessariamente a mudança do ativo a ser concedido.** Afinal, como previamente discutido, os contratos de concessão atualmente ofertados foram capazes de atrair investimentos privados de forma relativamente exitosa.

Compreendemos que a instituição destas melhorias para blocos exploratórios disponíveis na Oferta Permanente em formato convencional poderá ter tanto ou mais impacto do que a oferta de blocos regionais. **A instituição de um regime de concessão de blocos regionais que circundam, envolvem e rodeiam blocos exploratórios já concedidos sob regime de concessão adiciona complexidade jurídica de forma inoportuna, além de abrir avenidas para comportamento oportunista de agentes de mercado cujo objetivo seja inviabilizar a expansão de concessionários comprometidos com a exploração e produção de hidrocarbonetos.**

Finalmente, se faz pertinente ainda ponderar acerca do modelo de definição de atividades definido na **Nota Técnica nº 92/2020/DEPG/SPG**, o Plano de Atividades Exploratórias (PAEx). Conforme informado por este Ministério, trata-se de proposta com mecanismos similares ao já existente Plano de Avaliação de Descoberta (PAD):

*“Seriam apresentados planos sucessivos, em etapas, cada um contemplando as atividades até onde pode-se ter alguma previsibilidade, conforme a evolução dos trabalhos.”*

A execução de atividades no âmbito de um PAD é momento crucial para decisão final de investimento por parte das concessionárias, sendo para tanto considerados aspectos técnicos, econômicos, financeiros, jurídicos e comerciais. Porém, tendo em vista a natureza dinâmica requerida por este tipo de programa, há de se considerar o período adequado para sua duração, motivada pela necessidade não só em se delimitar uma descoberta e compreender seus aspectos operacionais, mas também por definir o modelo de negócios que permita a monetização exitosa de tal ativo.

Neste ponto, ressaltamos que, conforme dados disponíveis no sítio eletrônico da ANP<sup>2</sup>, **a duração média de PADs ativos é de 8,8 anos após o término do último período exploratório** definido em contrato. Em outras palavras, em um cenário de plano de trabalho dinâmico, cujo propósito é a definição sobre a comercialidade ou não de jazida já comprovada, leva-se, em média, mais tempo do que hoje é proporcionado à fase exploratória de contratos de concessão de nova fronteira.

Dito isso, se faz pertinente considerar que estão em fase de estudo pela ANP<sup>3</sup> a concessão de 150 blocos exploratórios terrestres, localizados em 08 bacias sedimentares brasileiras, incluindo as bacias do Amazonas, Paraná, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Solimões e Tucano. **Havendo ainda áreas a serem ofertadas para as quais lances poderão ser inviabilizados pela proposta em tela, sugerimos a manutenção do modelo de concessão atual, com a liberação do maior número de áreas no menor horizonte de tempo possível e melhor visibilidade e controle da União, através da ANP, sobre a legitimidade dos critérios técnicos e operacionais que motivem a extensão dos períodos exploratórios.**

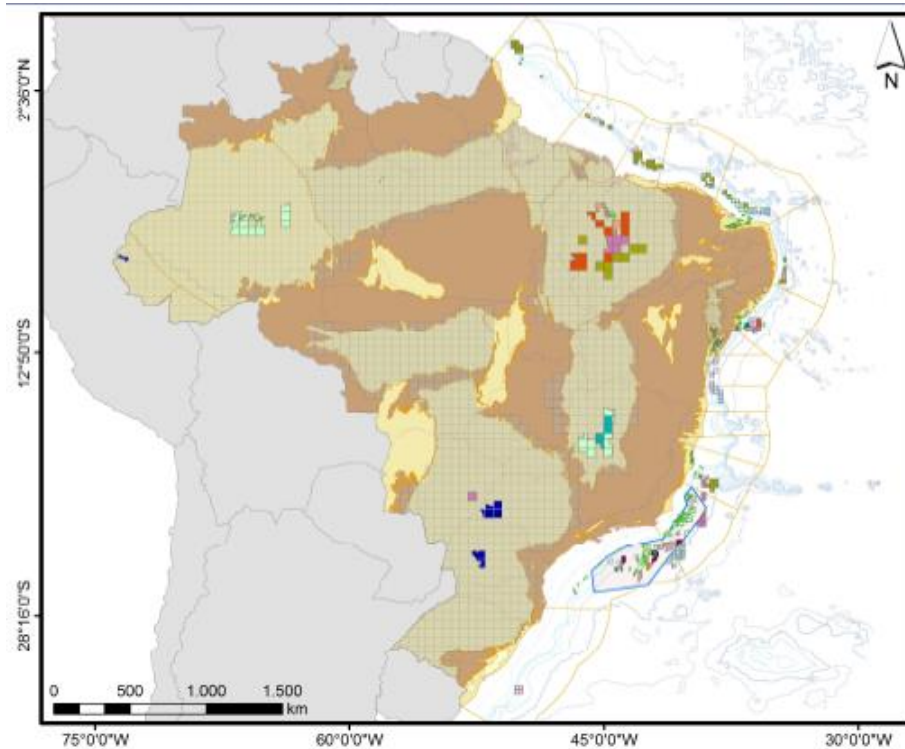
Conforme apresentado<sup>4</sup> pela ANP durante a conferência *Rio Oil & Gas 2018*, sugerimos a manutenção do grid nacional já estabelecido. Durante a referida apresentação, a indicação contida no décimo sexto slide *“Todos os blocos em todas as bacias terrestres serão disponibilizados na Oferta Permanente”* (tradução livre), o que compreendemos ainda não ter ocorrido.

---

<sup>2</sup> Dados de Exploração e Produção. Lista de Concessões. Disponível em <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>

<sup>3</sup> Blocos em estudo. Disponível em <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/blocos-exploratorios>

<sup>4</sup> PETERSOHN, Eliane. Brazilian Onshore Petroleum Potential and Exploration Opportunities



**Figura 1 – Grid nacional de blocos exploratórios e campos produtores**

Ante ao exposto, respeitadamente sugerimos a este Ministério que avalie a possibilidade de aplicar os parâmetros contratuais definidos na proposta da **Nota Técnica 16/2020/SDB** às áreas já definidas no grid nacional, **prossequindo com a disponibilização do maior número de blocos exploratórios** no âmbito da Oferta Permanente e **viabilizando a entrada** do maior número possível de agentes de mercado.

### **III. Atratividade da proposta e adequação a seu público-alvo**

Visitados aspectos relativos aos possíveis atritos entre áreas contíguas sob regimes contratuais distintos, compreendemos ser oportuna a análise da medida proposta e sua aderência em relação aos objetivos centrais do REATE 2020.

Especificamente, notamos uma possível inconsistência entre um dos valores centrais na estruturação do Programa, **a multiplicação do número de agentes de mercado** atuantes no Brasil e a dinamização da indústria como um todo. Isso porque a instituição de áreas exploratórias de grande porte, que superam 30 mil km<sup>2</sup> em alguns casos, vai em direção absolutamente contrária à entrada de múltiplos agentes, concentrando em poucos as atividades a serem executadas.

Tomando em consideração todas as propostas apresentadas pela SDB-ANP e por este Ministério, verifica-se: a) um cenário onde são ofertadas concessões especiais para um pro-

grama de trabalho flexível e posterior produção em patamares fixados no piso legal; e b) **concentração de áreas exploratórias de grande porte para um único agente de mercado que logre êxito em sua proposta.**

Acreditamos que a proposta de licitação de blocos regionais pode se tornar uma via para concentração de mercado, resultando no exato oposto de seu propósito original. Isso porque **um único agente deterá exclusividade sobre os direitos de exploração de uma área que supera a extensão territorial de muitos países**, abrindo espaço para eventuais comportamentos oportunistas de agentes que se poderão se aproveitar do nível reduzido de exigências e avançar o eventual interesse de agentes menores em adquirir áreas que se encaixem adequadamente em seu portfólio.

Considerando os parâmetros regulatórios atualmente exigidos para qualificação técnica, jurídica e financeira no processo de aquisição de campos Onshore<sup>5</sup>, companhias com patrimônio líquido equivalente a R\$ 6 milhões (Operadora C) estariam aptas a concorrer por blocos regionais. Claramente, a oferta de ativo desta magnitude exigiria o aumento dos requisitos mínimos por parte da ANP a fim de resguardar o interesse público, criando empecilho à participação de atores de menor porte. Tal empecilho seria amplificado pela enorme necessidade de capital para atividades de prospecção de alto risco em áreas de vastas dimensões.

Compreendemos que a oferta de blocos regionais demandaria o equilíbrio perfeito entre exigências contratuais rígidas o suficiente para afastar comportamentos oportunistas e flexíveis o suficiente para justificar a execução de atividades de alto risco com alta demanda de capital por agentes comprometidos com a consecução de atividades exploratórias no país. Tal equilíbrio, na visão da associação, ainda não foi alcançado na proposta em tela.

#### IV. Considerações Finais

A ABPIP reitera seus cumprimentos a este Ministério pela abertura de Consulta Pública acerca de tema com potencial elevado de transformar o setor de petróleo e gás natural no Brasil. Conforme exposto ao longo deste documento, acreditamos que a proposta tenha mérito por sua engenhosidade em concatenar aspectos hoje considerados gargalos para expansão da atividade de exploração e produção terrestre: a ausência de dados geofísicos em bacias de nova fronteira e a incipiência de infraestrutura para monetização de recursos naturais aprisionados em regiões remotas do país.

Ainda assim, dirigidos pela prudência e cautela, após intensa reflexão sobre os efeitos práticos da referida proposta, acreditamos que a instituição do regime de blocos regionais tenderá por favorecer agentes de grande porte ou ainda credenciar comportamento oportunista por agentes de mercado sem interesse real no desenvolvimento nacional.

---

<sup>5</sup> Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Seção 08 do Edital de Licitações da Oferta Permanente. Outorga de Contratos de Concessão para Exploração ou Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural.

É a nota.