



Rio de Janeiro, 04 de fevereiro de 2019

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP
Superintendência de Desenvolvimento e Produção

Assunto: Tomada Pública de Contribuições nº 9/2018

Prezados (as) Senhores (as),

Referenciamos a Tomada Pública de Contribuições nº 9/2018, lançada no dia 06/12/2019 por esta agência, com o objetivo de coletar dados, informações e evidências que contribuam para a eventual elaboração ou revisão de instrumentos regulatórios que contemplam os critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural.

De início, elogiamos a postura da agência em consultar os agentes da indústria sobre a matéria, permitindo assim o enriquecimento do debate técnico e o aperfeiçoamento da regulação a partir de experiências técnicas e operacionais encontradas pelas Concessionárias.

A Eneva S.A. é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 38% da produção disponível de gás em terra¹ ou 7% da produção nacional, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,2 GW (11% da capacidade instalada a gás do País²).

A capacidade de geração da Eneva S.A. permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras³ e a Companhia tem no cerne de seu modelo de negócios o *reservoir-to-wire* (usina em “boca de poço”). Esse modelo de geração permite a sinergia de usinas termelétricas a custos altamente competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País.

Sendo assim, a Eneva S.A. serve-se do presente para encaminhar suas contribuições, conforme se segue:

1. Instalações e equipamento a serem considerados.

No contexto de monetização de gás natural em terra, destaca-se a importância de incluir na área de desenvolvimento do campo toda a infraestrutura necessária para monetização da descoberta, haja vista seu impacto direto na economicidade do projeto. Sugere-se que a construção e montagem de unidades de tratamento de gás, estradas de rodagem, facilidades de escoamento da produção e outras que eventualmente devam ser consideradas como parte integrante do campo a ser desenvolvido.

¹ Dados estatísticos, ANP. 04/12/2018. Consulta à produção de gás natural acumulada em 2017.

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 04/22/2019.

³ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

2. Agrupamento de reservatórios e definição de reservatório contínuo.

- a) Sugere-se que, quando da apresentação do Relatório Final de Avaliação de Descoberta (“RFAD”), a delimitação da área de um campo a ser declarado comercial - e, por consequência, a definição do “*ring-fence*” no qual será executado o Plano de Desenvolvimento (“PD”) - considere não apenas os arredores da estrutura inicialmente mapeada com auxílio dos métodos sísmicos tradicionais disponíveis no momento do término da avaliação exitosa da estrutura portadora de hidrocarbonetos. **Sugere-se que seja considerada, ainda, a possibilidade de a estrutura ter continuidade para além dos limites até então mapeados e interpretados com auxílio da sísmica existente.** Cumpre salientar que, quando da apresentação do Plano de Desenvolvimento (“PD”) do campo, normalmente são programados poços de desenvolvimento e cobertura sísmica adicional para a melhor caracterização da geometria do campo.
- b) Em função de sísmica adicional, normalmente operacionalizada durante as atividades planejadas no Plano de Desenvolvimento (PD), muitas vezes configuram-se situações geológicas diversas, como:
- b.1) a continuidade do reservatório portador de hidrocarboneto para além dos limites inicialmente definidos da estrutura portadora de hidrocarboneto;
- b.2) dentro da mesma estrutura portadora de hidrocarboneto, localmente o reservatório pode estar situado acima do contato hidrocarboneto-água e abaixo do mesmo, nas adjacências, ou seja, a estrutura desenvolve “altos” e “baixos” adjacentes dentro de uma megaestrutura não interpretada inicialmente;
- b.3) a possibilidade de contatos hidrocarboneto-água diferentes, dentro da mesma estrutura porventura afetada por falhas, sendo esses elementos interpretados apenas com o auxílio da sísmica adicional - a qual confere maior segurança na interpretação da área estudada;
- b.4) a possibilidade de ser considerada a inclusão de área de ocorrência de “*play*” secundário portador de indícios de hidrocarbonetos, registrados quando da perfuração do poço descobridor e que merecem investigação adicional, além do “*play*” relacionado à descoberta principal, ou seja, a configuração de um agrupamento ou multiplicidade de “*plays*” reservatórios na área do campo.
- É necessário que estas situações sejam consideradas quando da definição da área de desenvolvimento do campo.



- c) Para garantir a melhor definição de estruturas portadoras de carboneto e não comprometer sua definição, sugere-se que, quando do levantamento sísmico adicional, as linhas programadas possam se estender além das estruturas inicialmente mapeadas, a fim de evitar problemas de falta de cobertura relacionados ao “final da linha”.
- d) Ocasionalmente, configuram-se, resultantes da interpretação da sísmica adicional, estruturas secundárias na continuação da estrutura principal do campo descoberto, de modo a compartilharem um mesmo “*trend*” estrutural - de forma ramificada ou, ainda, dispersas ao redor da estrutura principal. Essas estruturas secundárias podem ser considerados “*upsides*” exploratórios da área. **Tais “*upsides*” merecem ser considerados ao tempo da solicitação e definição do “*ring-fence*” a ser aprovado quando da elaboração do Plano de Desenvolvimento (PD) junto à ANP para a delimitação do campo.**

Certos, de sua atenção, reiteramos nossos votos da mais alta estima e consideração e nos colocamos à disposição para continuar contribuindo para este debate.

ENEVA S.A.