



**Comitê para Revitalização das Atividades de
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural
em Áreas Terrestres
REATE 2020**

**Relatório Subcomitê
Incentivo a P,D&I, Diretrizes de Política
Energética e Aperfeiçoamento
Regulatório no Ambiente *Onshore***

Relação dos Participantes do Relatório do Subcomitê 2

Coordenação	Empresa/Instituição	Associação
Leonardo Caldas	ANP	

Participantes	Empresa/Instituição	Associação
Carlos Agenor Onofre Cabral	MME/DEPG	
Daniela Moreira de Melo	ANP	
Diogo Baleeiro	MME/DEPG	
Eduardo Peçanha	ANP	
Elisdiney Frota	ANP	
Fabio Brant	ANP	
Gabriel Bastos Perreira	ANP	
Gustavo Ataide	CC	
Gustavo Henrique	CC	
Isidoro Garcia dos Santos	ANP	
José Carlos Soares Tigre	ANP	
Josie Quintela	ANP	
Juliana Ribeiro Vieira	ANP	
Lucas Mota de Lima	MME/SPG	
Marcelo Paiva Castilho	ANP	
Mariana Cavadinha	ANP	
Marina Abelha	ANP	
Nathalia Oliveira de Castro	EPE	
Rafael Bastos	MME/DEPG	
Renato Silveira	ANP	
Ronan Magalhaes Avila	ANP	

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	4
2. LINHAS DE AÇÕES ESTUDADAS	5
2.1 Fomento à pesquisa, desenvolvimento e inovação voltada para as atividades de E&P convencionais e não convencionais em terra	5
2.2 Revitalização e Oferta de Campos Marginais	8
2.3 Atratividade para investimentos em exploração e produção em bacias de fronteira exploratória	10
3 PROPOSIÇÕES DE IMPLEMENTAÇÃO PARA AS LINHAS DE AÇÕES ABORDADAS	11
3.1 Medidas de fomento à pesquisa, desenvolvimento e inovação voltada para as atividades de E&P convencionais e não convencionais em terra	11
3.1.1 Fast track voltados para cadeia de valor de O&G onshore	11
3.1.2 Programa Selo REATE	11
3.1.3 Desenvolver Políticas públicas para Estimular Investimento em PD&I Onshore	11
3.2 Recomendações de diretrizes, aperfeiçoamentos de políticas energéticas e melhorias regulatórias	12
3.3 Medidas visando aumento da atratividade para investimentos em exploração e produção em bacias de fronteira exploratória	13
3.3.1. Definição de “Blocos Regionais”	14
3.3.2. Sobre bônus de assinatura para blocos regionais	16
3.3.3. Sobre taxa de retenção de área em blocos regionais	16
3.3.4. Fase de Exploração e Plano de Atividades Exploratórias - PAEx	17
3.3.4.1. Critérios para aprovação do Plano de Exploração	18
4. CONCLUSÃO	18

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, apesar dos mais de 7,5 milhões de km² de área de bacias sedimentares com potencial petrolífero, as atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural estão concentradas em menos de 5% do território nacional, em especial, no ambiente offshore das bacias de Campos e Santos. Conhecer e aproveitar, de forma dinâmica e ambientalmente responsável, as possibilidades de todo o território brasileiro é essencial para estimular o desenvolvimento do setor de óleo e gás (O&G) em todo o país.

Após algumas iniciativas, do início dos anos 2000, voltadas para a diversificação da cadeia exploratória e produtiva de O&G, com foco no ambiente *onshore*, foi possível perceber a necessidade de diretrizes e políticas públicas específicas para a evolução das atividades na porção terrestre das bacias sedimentares brasileiras.

Nesse sentido, o “Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres” (Reate), lançado em 2017 pelo Ministério de Minas e Energia (MME), procurou promover diversas ações voltadas à revitalização das atividades de E&P em áreas terrestres e ao estímulo do desenvolvimento local e regional, além do aumento da competitividade da indústria petrolífera *onshore* em todo o território nacional.

Em virtude das conquistas da primeira etapa de esforços do Reate, a Resolução CNPE nº 27, de 12 de dezembro de 2019, instituiu a segunda versão do Programa, o REATE 2020. Voltado ao avanço da implementação de uma política nacional que permita o fortalecimento das atividades de E&P de petróleo e gás natural em áreas terrestres no Brasil, principalmente através do aumento da segurança jurídica e da competitividade dessas regiões, juntamente com a diversificação de atores do setor, o programa busca enriquecer as trocas entre entidades governamentais (federais, estaduais e municipais), produtores, fornecedores (de bens e serviços) e financiadores para que haja maior equilíbrio no desenvolvimento das ações propostas.

No contexto do REATE 2020, para alcançar os objetivos estratégicos estabelecidos, foram definidas ações prioritárias a serem implementadas em quatro frentes de trabalho, com coordenações específicas: Licenciamento Ambiental; PD&I, Regulação e Políticas Públicas; Potencial de Óleo e Gás *Onshore*; e a Promoção da Concorrência e da Competitividade

O Subcomitê “Incentivo a P,D&I no Ambiente *Onshore*, Diretrizes de Política Energética e Aperfeiçoamento Regulatório” volta seus esforços para a discussão das ações com potencial para tornar a indústria brasileira permanentemente aberta aos progressos tecnológicos e ao aprimoramento regulatório. Nesse sentido, avalia-se a possibilidade de usar fundos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P, D & I) para a instituição de

programas de pesquisa passíveis de aplicação na indústria *onshore* de petróleo e gás natural, em bacias maduras ou de nova fronteira, bem como quais recursos poderiam ser direcionados a projetos em reservatórios convencionais e não-convencionais, dentre esses aqueles que sejam capazes de aumentar o fator de recuperação nos reservatórios das bacias terrestres e a eficiência nos processos produtivos e comerciais.

Ações de cunho regulatório voltadas para a dinamização das atividades de E&P no ambiente *onshore* também foram estudadas pelo Subcomitê. Nesse contexto, foram escolhidas duas linhas de atuação: a primeira com foco na identificação e implementação de diferentes formas de incentivo às concessões em bacias maduras e de novas fronteiras; e a segunda com o objetivo de redução do custo regulatório das empresas que atuam na indústria, mediante ações de revisão, consolidação e simplificação das normas que regulamentam as atividades de E&P.

Cabe registrar que algumas das iniciativas de estudos propostas pelo Subcomitê já surtiram efeitos práticos, o que demonstra o compromisso e a efetividade do Programa Reate na busca por resultados concretos para atingir seus objetivos. Fruto das discussões técnicas travadas no âmbito deste Subcomitê, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou, na reunião de 4 de junho de 2020, a Resolução CNPE nº 04/2020, que autorizou a ANP a avaliar a adoção de ações visando à redução de royalties para até 5% para campos concedidos a empresas de pequeno e médio porte, conforme classificação da Agência. A partir deste comando, a ANP iniciará o processo de regulamentação desse importante incentivo para as concessões que se enquadram no conceito estabelecido, contribuindo de forma efetiva para que muitas permaneçam em operação e sigam gerando empregos e renda nas localidades onde atuam.

2. LINHAS DE AÇÕES ESTUDADAS

2.1 Fomento à pesquisa, desenvolvimento e inovação voltada para as atividades de E&P convencionais e não convencionais em terra

Os contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil possuem uma cláusula de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (Cláusula de PD&I), que tem como objetivo estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias para o setor, o que é uma das atribuições da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Lei nº 9.478/1997). Essa cláusula estabelece que esse investimento é obrigatório em todos os contratos de partilha de produção e de cessão onerosa, e no caso dos contratos de concessão essa obrigação se aplica apenas aos campos que pagam Participação Especial.

Os recursos decorrentes dessa cláusula não são uma participação governamental (um “government take”), um tributo. São recursos das próprias empresas petrolíferas, mas que tem que ser investidos em atividades de PD&I, de acordo com a regulamentação da ANP para isso, em função de uma obrigação contratual. Portanto, a decisão de que projetos de PD&I, que temas e com que instituições desenvolver os referidos projetos é das próprias empresas petrolíferas que vão aplicar os seus recursos nessa atividade. Cabe à ANP a responsabilidade pela análise, aprovação, acompanhamento e fiscalização da aplicação dos recursos oriundos da cláusula de PD&I.

Nesse contexto, a utilização de recursos decorrentes da cláusula de PD&I para projetos voltados para as demandas e interesses das atividades *onshore* da indústria de petróleo e gás natural envolve necessariamente atrair e motivar as empresas petrolíferas com essa obrigação contratual a realizarem projetos dentro de áreas e temas de interesse dessas atividades. Isso representa um grande desafio, tendo em vista que a quase totalidade dos campos que geram a obrigação de investimento em PD&I é offshore e que o foco de atuação das grandes empresas petrolíferas no Brasil, que são as que tem essa obrigação de investimento em PD&I, é exatamente o de campos offshore.

Sendo assim, o caminho identificado para buscar viabilizar a utilização dos recursos decorrentes da cláusula de PD&I em projetos que contribuíssem para o fomento das atividades *onshore* da indústria de petróleo e gás natural no Brasil foi o de apontar para as empresas petrolíferas com essa obrigação uma relação de temas prioritários de interesse nacional voltados a cadeia de valor das atividades de E&P de petróleo e gás natural em áreas terrestres. Com isso, essas empresas têm como verificar a existência de sinergias em termos de demanda por novas tecnologias e conhecimentos entre os temas relacionados e as suas estratégias e demandas relativas a atividades de PD&I. Existem temas que mesmo sendo de interesse de atividades *onshore* também podem ter interesse e aplicação em atividades offshore, e além disso existem empresas que tem a obrigação de investimento em PD&I em função de sua produção no offshore no Brasil e que tem forte atuação no *onshore* em outros países, o que poderia ser uma motivação para o direcionamento de parte dos seus recursos para atividades de PD&I para esses temas prioritários de interesse nacional voltados a cadeia de valor das atividades de E&P de petróleo e gás natural em áreas terrestres.

A relação de temas prioritários de interesse nacional, voltados a cadeia de valor das atividades de E&P de petróleo e gás natural *onshore*, diagnosticados por esse subcomitê é mostrada abaixo de acordo com a área temática:

Exploração

- Realização de levantamentos sísmicos com aquisição de dados regionais nas Bacias de Nova Fronteira, com prioridade para mapeamento do arcabouço estrutural, especialmente nas bacias do Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, São Francisco, Solimões, Tucano Central e Tucano Sul;

- Reprocessamentos Sísmico 2D especialmente nas bacias dos Solimões e Amazonas;
- Desenvolvimento de Técnicas de processamento sísmico sub-basalto, especialmente na Bacia do Paraná;
- Perfuração de poços estratigráficos nas bacias de Nova Fronteira, com prioridade para as bacias: do Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, São Francisco, Solimões, Tucano Central e Tucano Sul;
- Modelagem de Bacia e Estudos de Sistemas Petrolíferos, especialmente nas bacias do Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, São Francisco, Solimões, Tucano Central e Tucano Sul;
- Poço transparente – técnica de fraturamento hidráulico.

Desenvolvimento e produção

- Métodos de recuperação avançada de petróleo em escala de Campo;
- Métodos de elevação artificial em escala de Campo;
- Processamento Primário de Petróleo e gás natural;
- Garantia de Escoamento;
- Laboratórios de Calibração de Vazão;
- Medição Multifásica;
- Redução dos possíveis impactos ambientais da técnica do faturamento hidráulico;
- Desenvolvimento e produção de reservatórios de *shale gas* com técnicas alternativas ao faturamento hidráulico.

Tecnologias digitais

- Inteligência Artificial aplicada ao E&P (foco em redução de custos e/ou aumento da segurança operacional das instalações) ;
- Machine Learning;
- Uso de Realidade Aumentada para operação à distância (foco em tornar as operações mais sustentáveis, seguras e remotas).

Gestão da indústria

- Estocagem de gás natural em reservatórios depletados;
- Redução de custos para compressão/liquefação de gás natural em pequena escala;

- Desenvolvimento local de máquinas e equipamentos de baixa pegada de carbono;
- Estudo dos impactos sócio-econômicos e geração de emprego e renda da operação *onshore*;

2.2 Revitalização e Oferta de Campos Marginais

Em 20/09/2018, a Diretoria Colegiada da ANP determinou – por meio da Ata da 947ª Reunião de Diretoria, que a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) e a Coordenadoria de Áreas Terrestres (CAT) elaborassem uma Tomada Pública de Contribuições (TPC) visando subsidiar a ANP quanto à elaboração de eventuais instrumentos regulatórios contemplando incentivos ao desenvolvimento e produção de campos ou áreas originalmente com reservas de economicidade marginal, conceito que em muitas situações independe do nível de maturidade do campo, objetivando o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação.

Assim, entre os dias 06/11/2018 e 05/12/2018, a Diretoria Colegiada da ANP convidou a sociedade e os agentes econômicos a participarem da TPC nº 08/2018.

No total foram recebidas 44 contribuições de 05 entidades (ABPIP, IBP, Petrobras, Premier Oil e PetroRio) no período de consulta, que submetidas à avaliação interna da Agência e disponibilizadas posteriormente no portal da ANP (www.anp.gov.br), dando total transparência e publicidade ao processo.

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

MG1 - Critérios e metodologias para o gerenciamento de garantias financeiras para desativação e abandono;

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

MG3 - Critérios e metodologias para a definição e enquadramento de áreas ou campos como marginais; e

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.

Em resposta às contribuições recebidas no âmbito da TPC nº 08/2018, em 24/04/2019 foi realizado um Workshop 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.

Durante o Workshop foi realizada pesquisa junto aos representantes da ANP e da Indústria visando estabelecer a ordem de prioridade das demandas.

Os resultados da pesquisa mostraram convergência da percepção da Agência e da Indústria, na seguinte ordem de prioridade:

1º - Regulamentação para as modalidades de garantias para fins de descomissionamento de instalações;

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; e

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.

4º - Aprimoramento/desenvolvimento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre a ANP e os Operadores.

A partir dessas constatações foram criados três grupos de trabalho (GTs) com a participação de representantes do IBP, empresas atuantes na indústria e técnicos da ANP visando desenvolver e elaborar propostas e estudos, quais sejam:

GT1: Garantias financeiras e modelo de aporte para fins de descomissionamento;

GT2: Critérios para definição e enquadramento de um campo como marginal; e

GT3: Incentivos regulatórios para o desenvolvimento de campos enquadrados como marginais.

No âmbito do GT1, foram realizadas, entre junho e outubro de 2019, sete reuniões com a participação de representantes da indústria e da SDP. Paralelamente, o tema foi incluído na Agenda Regulatória da ANP e foi alvo de estudos para elaboração de proposta de Resolução para regulamentar os procedimentos para apresentação de garantias financeiras e instrumentos que assegurem o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural.

Por meio da Resolução de Diretoria nº 170/2020, de 26/03/2020, foi aprovada a realização de Consulta e Audiência Públicas sobre a referida minuta, que deverá se iniciar ao término do período de prevenção decorrente do novo coronavírus (vetor da COVID-19) e, tendo a situação normalizada no país.

Com relação ao GT2, foram realizadas, entre julho de 2019 e janeiro de 2020, quatorze reuniões com a participação de representantes da indústria e da ANP. O relatório final do grupo foi recebido pela ANP em março de 2020. Não obstante, em maio de 2020, a ABPIP enviou uma contribuição em separado para o enquadramento de acumulações

marginais. De posse dessas contribuições e considerando que o enquadramento de campos marginais trará impacto regulatório para todas as atividades e operações de E&P, o tema está submetido à avaliação de todas as superintendências do *Upstream* da Agência para posterior elaboração de proposta de minuta de Resolução para enquadramento de acumulações marginais, cujo cronograma de execução será detalhado na Agenda Regulatória da ANP.

O GT3 ainda está em andamento, tendo sido realizadas diversas reuniões para coletar e consolidar sugestões de simplificações regulatórias que possam reduzir o custo regulatório da indústria, não só para campos marginais, mas com foco nas atividades terrestres como um todo. Boa parte do esforço para identificar os atos regulatórios que poderiam ser objeto de simplificação vai depender do futuro enquadramento de campos como marginais, porém a ANP já deu início à algumas ações como esse objetivo.

Exemplos dessas ações são a atualização da Cartilha de E&P realizada em 2019 e disponível no site da Agência e a estratégia de simplificação elaborada em conjunto com a Coordenação de Qualidade Regulatória da ANP. Ambas são abordadas com maiores detalhes no item 3.2 deste Relatório.

2.3 Atratividade para investimentos em exploração e produção em bacias de fronteira exploratória

A ANP vem trabalhando em conjunto com o MME na proposição de alterações no modelo de oferta de área e na minuta de contrato e edital, especificamente com relação a porções das bacias de fronteira exploratória definidas pela ANP. As medidas estudadas estão detalhadas no item 3.3 deste Relatório, porém cabe registrar a iniciativa de elaborar um estudo propondo a definição de blocos “regionais”, consideravelmente maiores do que os 3.000 km² atuais, com base no conhecimento geológico e observando áreas com restrição às atividades de E&P.

O estudo elaborado pela Superintendência de Definição de Blocos (SDB/ANP), aplicou a metodologia multicritério com dados georreferenciados, para identificar áreas de maior favorabilidade nas bacias de fronteira exploratória terrestres do Solimões, Amazonas, Parnaíba, Paraná, Parecis, São Francisco e Tucano Sul, à fim de embasar a proposição de blocos mais regionais do que o atualmente praticado pela ANP, visando o aumento da atratividade para investimentos em exploração e produção nessas bacias sedimentares.

A partir do resultado dessa análise multicritério, explicitados na Nota Técnica nº 16/2020/SDB/ANP-RJ, encaminhada ao MME em 01/06/20 por meio do OFÍCIO Nº 204/2020/DG/ANP-RJ, foram desenhados onze blocos exploratórios regionais, com áreas variando de cerca de 7.000 a 36.000 km², sendo apenas oito (08) aptos para

oferta, considerando as restrições ambientais atuais. Para efeitos de comparação, foi analisada a área de blocos exploratórios concedidos em outros países, como por exemplo Oman, Emirados Árabes e Myanmar, também em bacias terrestres de Nova Fronteira. Constatou-se que os blocos sugeridos para oferta nas bacias brasileiras têm dimensões similares aos já concedidos em outros países, em situações análogas. Desse modo, espera-se que a oferta de blocos com dimensões regionais seja um fator importante para atrair investimentos de E&P no setor *onshore*.

3 PROPOSIÇÕES DE IMPLEMENTAÇÃO PARA AS LINHAS DE AÇÕES ABORDADAS

3.1 Medidas de fomento à pesquisa, desenvolvimento e inovação voltada para as atividades de E&P convencionais e não convencionais em terra

No que diz respeito a esta temática, e considerando as condicionantes existentes de que o investimento em atividades de PD&I com recursos decorrentes da cláusula depende do interesse das empresas petrolíferas que tem essa obrigação contratual, as proposições do grupo são as seguintes:

3.1.1 Fast track voltados para cadeia de valor de O&G onshore

Os temas prioritários de interesse nacional, voltados a cadeia de valor das atividades de E&P de petróleo e gás natural *onshore*, serão enquadrados em uma lista *Fast Track*, no âmbito do processo de autorização, com o objetivo de buscar o engajamento e a adesão de empresas petrolíferas com obrigação de investimento em PD&I decorrente da cláusula para a realização de projetos dentro dos temas de interesse nacional.

3.1.2 Programa Selo REATE

Proposição de implementação do “Programa Selo REATE”, com o objetivo de identificar e fomentar projetos com as instituições de Pesquisa/Acadêmica que estimulem o aumento do conhecimento das bacias sedimentares terrestres e dos outros temas prioritários voltados à cadeia de valor das atividades de E&P de petróleo e gás natural *onshore*. Tal programa visa fomentar o número de projetos, voltados a cadeia de valor de O&G *onshore*, desenvolvidos nos Institutos de Ciência e Tecnologias - ICTs.

3.1.3 Desenvolver Políticas públicas para Estimular Investimento em PD&I *Onshore*

A forma de fomento/estimulo destes projetos *onshore* deve incidir nas parcelas de investimento das próprias empresas com obrigação de recolhimento de Participação

Especial (0,5%), de forma a não interferir com as verbas de PD&I destinadas à projetos nas instituições acadêmicas. Uma sugestão a ser considerada como forma de estímulo seria a aplicação de um percentual adicional para abatimento de verba de PD&I para cada real aplicado no *onshore*, ou seja, supondo um estímulo de 50% para investimento em PD&I em temas de interesse do *onshore*, para cada R\$ 1,00 investido, a empresa poderia abater R\$ 1,50 do valor total de sua obrigação.

3.2 Recomendações de diretrizes, aperfeiçoamentos de políticas energéticas e melhorias regulatórias

A linha de ação “Revitalização e Oferta de Campos Marginais”, conforme apresentado no item 2.2, já se encontra em desenvolvimento/implementação por meio das ações decorrentes da TPC nº 08/2018. Especificamente sobre a edição de resolução para enquadramento de campos como marginais pela ANP, ação regulatória que consta da Agenda Regulatória ANP 2020-2021, encontra-se em estágio final de estudos para definição de parâmetros e concomitante elaboração de minuta de resolução, com previsão de realização de consulta e audiência públicas no segundo semestre de 2020, desconsiderando-se impedimentos por conta das restrições decorrentes da pandemia da Covid-19.

Quanto ao tema “Simplificação regulatória visando incentivos e redução do custo regulatório nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção em áreas terrestres”, observa-se que está diretamente relacionado ao MG-2 – “Aprimoramento/desenvolvimento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre a ANP e os Operadores” que foi identificado dentre as contribuições recebidas no âmbito da TPC nº 08/2018 e que resultou na criação de um dos grupos de trabalho (GT3) ora em andamento. A maioria delas, e que têm maior impacto, são aquelas relacionadas à redução de royalties, simplificação de sistema de medição e flexibilização de alguns requisitos relacionados à segurança operacional, temas regulados por diferentes Unidades Organizacionais (UORGs) da ANP.

Em uma abordagem mais transversal, vale destaque para a atualização do Catálogo de E&P, realizada em setembro de 2019 como resultado das contribuições recebidas na TPC nº 08/2018. O Catálogo revisado contém um guia com as informações que os operadores de blocos exploratórios, campos e áreas com acumulações marginais devem enviar à ANP, assim como um resumo dos prazos, sistemas de carga, formas de envio e regulamentações aplicáveis. Trata-se de uma importante ação concretizada no sentido de consolidar essas informações em um único documento, facilitando a consulta e controle dos operadores quanto às suas obrigações relacionadas ao arcabouço regulatório da Agência.

Ainda com respeito à simplificação de documentos exigidos, citamos também o modelo de Plano de Desenvolvimento específico para campos marginais, ora em elaboração e a

ser contemplado na revisão da Resolução ANP nº 17/2015; a isenção de exigência de documentação para realização de produção ou atividade antecipada, DAPA/DAIA, para campos marginais, também incorporada ao texto da revisão da Resolução ANP nº 17/2015; reformulação das cargas do Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), Programa Anual de Produção (PAP) e Boletim Mensal da Produção (BMP), para as quais já foram elaborados novos modelos que estão iniciando fase de especificação junto à Superintendência de Tecnologia da Informação (STI), além de eventuais estudos para evitar repetição e informações em diferentes documentos exigidos pelas diversas normas regulatórias.

Neste sentido, adicionalmente foi iniciada interlocução com a Coordenação de Qualidade Regulatória da Secretaria Executiva da ANP, unidade responsável pela coordenação e implementação de intervenções visando a simplificação regulatória já em andamento na Agência. Está sendo avaliada a possibilidade de antecipação de ações que atinjam mais diretamente as empresas de pequeno e médio portes assim como campos marginais, dentre aquelas planejadas para atendimento ao Decreto nº 10.139 de 28 de novembro de 2019. Em um primeiro levantamento realizado em junho de 2020, foram identificadas sessenta e quatro resoluções afetas às atividades de *upstream* como um todo. O objetivo para a continuidade dessa ação é fazer um filtro nesse quantitativo de atos regulatórios visando identificar os de maior impacto para as atividades terrestres e para os operadores de pequeno e médio porte. Cumprida essa etapa, pretende-se realizar um esforço de consolidação e simplificação dessas resoluções.

A partir de março de 2020 a indústria de óleo e gás foi severamente impactada pela queda de demanda mundial fruto dos efeitos da pandemia e pela redução dos preços internacionais de petróleo, gás e derivados. Esse cenário motivou uma rápida e efetiva resposta da ANP com a edição de medidas flexibilizadoras visando minimizar os impactos. Tais medidas foram formalizadas por meio dos Despachos Nº 92/2020/SDP e nº 262/2020/NFP e pelas Resoluções nºs 815, 816 e 820/2020. Entretanto, os efeitos da crise na situação financeira das empresas terão duração prolongada e, nesse sentido, é importante que a Agência avalie a conveniência e oportunidade de algumas dessas medidas flexibilizadoras continuem em vigência mesmo após o fim das medidas de isolamento e restrição impostas pela pandemia. Seria uma importante ação regulatória com o objetivo de revitalização das atividades de E&P no *onshore*.

3.3 Medidas visando aumento da atratividade para investimentos em exploração e produção em bacias de fronteira exploratória

O Brasil conta hoje com 129 empresas contratadas para exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, pertencentes à 102 diferentes grupos empresariais, sendo 53 nacionais e 49 estrangeiros. São números tímidos quando

comparado a mercados desenvolvidos como o dos Estados Unidos, com mais de 9 mil agentes independentes.

Tais diferenças não podem ser explicadas pelas condições naturais do nosso subsolo. Pelo contrário, o Brasil possui uma diversidade ímpar de ambientes sedimentares propícios à geração e acumulação de hidrocarbonetos.

Entretanto, o Brasil conta com imensas áreas sedimentares terrestres pouco ou quase nada exploradas. As Bacias do Paraná, Solimões, Amazonas e Parnaíba somam quase 3 milhões de km² de área sedimentar e apenas 908 poços perfurados.

Alguns dos entraves para investimentos em muitas dessas áreas consiste na sua localização, distante de centros consumidores, com dificuldades logísticas e de monetização, com grande carência de estruturas básicas como estradas, aeroportos, portos, refinarias, linhas de transmissão e dutos de transporte do hidrocarboneto produzido.

No cenário atual, onde prevalecem condições de baixa atratividade para áreas de fronteira exploratória, medidas governamentais são necessárias para se tentar atrair investimentos no menor prazo possível, sob pena dos recursos permanecerem terminantemente inexplorados.

Neste capítulo, propõe-se inovações no modelo de oferta de áreas para E&P de petróleo e gás natural em bacias de fronteira exploratória terrestre, envolvendo a configuração dos blocos exploratórios e o rito contratual da Fase de Exploração, que visam propiciar o aumento do interesse e competitividade por estas áreas.

3.3.1. Definição de “Blocos Regionais”

Bacias de fronteira exploratória se caracterizam pela baixa densidade de dados geofísicos e geológicos, dificultando a análise e decisão das empresas das porções ideais da bacia para aportar os investimentos.

Neste cenário, a divisão das oportunidades em muitos blocos de proporções reduzidas tende a diminuir a atratividade, primeiro porque o volume de dados geralmente não é suficiente para subsidiar a decisão técnica de qual ou quais dos blocos arrematar, segundo porque para cada um dos blocos de interesse a empresa terá que ofertar um bônus de assinatura e um programa exploratório mínimo (PEM), sendo vedada a transferência posterior do PEM entre os blocos arrematados, afastando potenciais interessados.

Desta forma, considerando que para ter chances mais reais de sucesso em bacias de fronteira exploratória, em especial em suas porções que possuem potencial, mas ainda se encontram em estágio exploratório incipiente, é necessário investigar áreas bastante extensas. Julga-se que blocos de grandes proporções conjugam uma série de vantagens

para as empresas de E&P e, portanto, possuem um maior potencial de gerar atratividade e, conseqüentemente, retornos para a União, a saber:

- ✓ Não é necessário grande esforço prévio à licitação no estudo detalhado de cada bloco em oferta. Cada bacia de fronteira teria apenas alguns poucos blocos regionais à disposição e a avaliação preliminar poderia ser meramente de caráter regional, sobre o potencial prospectivo;
- ✓ Em caso de concorrência, não se corre o risco de vencer a licitação em alguns blocos e perder em outros, gerando descontinuidade nas concessões. Este efeito pode ser significativo para a economia de escala adquirida por meio de levantamentos de caráter regional;
- ✓ Vantagens no planejamento e execução de levantamentos geológicos ou geofísicos regionais, tão necessários nestas bacias;
- ✓ Possibilidade de planejamento de estudos geológicos e geofísicos que sigam a lógica exploratória para áreas com baixa densidade de dados prévios, partindo-se da escala regional para a escala de semi-detalle e detalhe.

O fomento à aquisição de dados regionais, com capital privado, por meio do modelo proposto é de grande interesse para o Brasil, tendo em vista que nos últimos anos os levantamentos de dados geológicos, geoquímicos e geofísicos básicos promovidos pela ANP foram descontinuados.

Como visto no Capítulo 2.3, a ANP já desenvolveu um detalhado trabalho visando identificar, com base na metodologia multicritério com dados georreferenciados, áreas de maior favorabilidade nas bacias de fronteira exploratória terrestres do Solimões, Amazonas, Parnaíba, Paraná, Parecis, São Francisco, Tucano Central e Tucano Sul, para a definição de blocos regionais.

O referido trabalho pode servir de base para a proposição dos blocos para os próximos ciclos da Oferta Permanente nas Bacias de Fronteira Exploratória, sem prejuízo de eventuais ajustes considerados pertinentes quando da elaboração do Edital de Licitação.

Em especial, poderia ser avaliada a possibilidade de expansão dos blocos já definidos para áreas contíguas e sem restrições de ordem ambiental, jurídica ou outras, mesmo que não sejam áreas consideradas de maior atratividade na Bacia. Nesta mesma linha, poderiam ser incluídos blocos na Bacia dos Parecis, que apesar do baixo grau exploratório e de conhecimento, conta com dados regionais e poço stratigráfico executados no âmbito do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP. Isto se justifica pela própria concepção do modelo proposto para a Fase de Exploração, que pressupõe a realização de um programa exploratório partindo de escala regional para a de semi-detalle e detalhe, com a devolução de áreas ao longo do tempo.

Além disso, anteriormente à implementação da nova configuração dos blocos exploratórios, é importante avaliar a pertinência da ampliação do tamanho dos blocos

em regiões que, apesar de localizadas em bacias de nova fronteira, são atrativas, como, por exemplo, no depocentro da Bacia do Paranaíba, que, no modelo atual, vem se mostrando atrativa nos leilões de blocos exploratórios, além de se configurar como região com intensa atividade exploratória ao longo dos últimos anos.

3.3.2. Sobre bônus de assinatura para blocos regionais

A metodologia hoje utilizada pela ANP na determinação do bônus de assinatura mínimo leva em consideração a área do bloco. No modelo de “bloco regional”, com grandes dimensões, deve-se ter o cuidado de adequar o procedimento de forma a não estabelecer valores proibitivos, que terminem por afastar possíveis interessados em investir na exploração destas bacias.

3.3.3. Sobre taxa de retenção de área em blocos regionais

A taxa de retenção de área é fixada pelo Decreto nº 2.705/1998 em R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração, por ano, para a Fase de Exploração, sendo este valor reajustado anualmente pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas.

O reajuste destes valores, desde a publicação do decreto até janeiro de 2020, segundo a ferramenta “calculadora do cidadão” do Banco Central do Brasil, configuram uma variação de R\$ 51,43 a R\$ 2.571,41 por quilômetro quadrado ou fração, por ano, para a Fase de Exploração.

Neste caso, ainda com o intuito de aumentar a atratividade para as bacias de fronteira exploratória terrestres, recomenda-se a aplicação de valor próximo ao mínimo estabelecido em Decreto para a retenção de área. Isto se justifica pela baixa prospectividade das bacias e as grandes dimensões propostas para os blocos exploratórios. Taxas de retenção mais elevadas podem desencorajar as possíveis empresas interessadas.

Uma outra medida relevante seria a previsão expressa no contrato de que o pagamento da taxa de retenção de área seria suspensa em caso de suspensão contratual motivados pelo atraso no licenciamento ambiental. Ocorre que, por se tratar de áreas de fronteira exploratória, há maior risco de enfrentamento de atrasos e impedimentos relacionadas ao licenciamento ambiental ou outras situações fortuitas, que podem acarretar em uma necessidade de suspensão contratual por razões alheias à vontade do concessionário. Nestas situações, a previsão de suspensão do pagamento da taxa de retenção de área enquanto perdurar a suspensão do contrato seria uma medida justa e benéfica à melhoria da atratividade para investimentos nestas áreas.

3.3.4. Fase de Exploração e Plano de Atividades Exploratórias - PAEx

Para as rodadas de licitações mais recentes a Fase de Exploração é dada por um ou dois períodos exploratórios, cada um com prazos fixos e Programa Exploratório Mínimo - PEM ofertado ou pré-definido. Para o primeiro período exploratório ou período único, o PEM consiste no cumprimento das Unidades de Trabalho - UTs ofertadas na licitação do bloco. As UTs são convertidas em atividades, como levantamentos geofísicos, levantamentos geoquímicos, perfuração de poços, dentre outros, conforme previsão do Edital de Licitação. Para o segundo período exploratório, o PEM é pré-definido e consiste na perfuração de um poço exploratório, atingindo um objetivo estratigráfico mínimo também definido no Edital de Licitação.

O novo modelo proposto para a Fase de Exploração em bacias de fronteira exploratória terrestres visa introduzir um sistema que priorize a sistemática da pesquisa exploratória em áreas de baixo conhecimento geológico.

Uma das propostas seria que a Fase de Exploração fosse conduzida por meio de Planos de Atividades Exploratórias - PAEx, de forma similar ao Plano de Avaliação de Descoberta - PAD tratados atualmente pela Resolução ANP nº 30/2014. Seriam apresentados planos sucessivos, em etapas, cada um contemplando as atividades até onde pode-se ter alguma previsibilidade, conforme a evolução dos trabalhos.

Propõe-se que cada Plano de Atividades Exploratórias - PAEx contenha, no mínimo:

- Objetivo(s);
- Atividade(s) mínima(s) comprometida(s) - PEM;
- Outra(s) atividade(s) previstas;
- Cronograma de realização das atividades;
- Cronograma de devolução de áreas em função dos resultados;
- Periodicidade proposta para apresentação de informações gerais à ANP sobre o andamento do Plano de Atividades Exploratórias;
- Previsão de conclusão do atual Plano de Atividades Exploratórias com a devolução integral da área, apresentação do novo Plano de Atividades Exploratórias para a etapa seguinte e/ou Plano de Avaliação de Descoberta;

O prazo total da Fase de Exploração dependeria dos Planos de Atividades Exploratórias aprovados pela ANP. Por outro lado, a modificação do modelo poderia ser tratada no âmbito do escalonamento do prazo para a fase de exploração, que seria determinado de forma proporcional ao PEM comprometido, ou seja, quanto maior fosse a oferta de Unidades de Trabalho ou de atividade exploratória específica, maior seria o tempo concedido para a fase de exploração.

Em relação às garantias, o valor atualmente exigido para as garantias do PEM nas áreas terrestres corresponde a 30% do valor do PEM ofertado. Importante avaliar a possibilidade de redução do percentual estabelecido, pois implicaria em redução dos custos de entrada, criando incentivos para participação de maior número de empresas nos empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás *onshore*.

3.3.4.1. Critérios para aprovação do Plano de Exploração

O Plano de Atividades Exploratórias proposto deve garantir a exploração efetiva de toda a área retida, com atividades condizentes com a etapa em que a Fase de Exploração se encontra - do regional para o detalhe;

Após o prazo do Plano de Atividades Exploratórias em curso, proporcional ao PEM comprometido, quaisquer porções dos blocos que constem no referido Plano e que tenham os seus investimentos considerados insuficientes pela ANP, devem ser devolvidas.

O cronograma previsto para realização das atividades deve ser condizente com o prazo necessário ao licenciamento ambiental, ao tempo de contratação dos serviços, ao tempo necessário à mobilização da equipe e equipamentos, assim como à realização efetiva da atividade, quando conduzidos por empresa diligente e determinada.

Períodos de estudos de dados, nos quais não ocorram aquisições de novos dados, são permitidos, entretanto não podem caracterizar a mera protelação da Fase de Exploração.

4. CONCLUSÃO

O presente Relatório é fruto de intensos debates entre os representantes do Subcomitê Incentivo a P,D&I, Diretrizes de Política Energética e Aperfeiçoamento Regulatório no Ambiente *Onshore*. Em razão do foco em ações de cunho regulatório, técnicos de diversas superintendências da ANP participaram da elaboração juntamente com os demais integrantes do Ministério de Minas e Energia, da Empresa de Pesquisa Energética e da Casa Civil.

Interessante destacar que os encontros se intensificaram após o início das medidas de isolamento resultantes da pandemia e o uso das ferramentas de reuniões virtuais proporcionou o envolvimento e a contribuição de todos para a conclusão dos trabalhos em linha com os prazos estabelecidos pelo Comitê do Programa para a atual da fase do REATE.

Para a seleção das linhas de ação estudadas e suas respectivas proposições de implementação, o Grupo se apoiou em iniciativas já em andamento, como as discussões geradas a partir da Tomada Pública de Contribuições ANP nº 08/18, e identificou novas

linhas de estudo a partir dos debates no âmbito das reuniões internas, como as iniciativas relacionadas à P,D&I voltadas para fomento das atividades terrestres e as soluções propostas para o aumento da atratividade das áreas de fronteira exploratória.

Nesse sentido, são destacadas a seguir as principais proposições abordadas ao longo do Relatório, cujo aprofundamento e eventual implementação foram consideradas de relevante impacto para o atingimento dos objetivos do Programa:

- I. Instituição de processo *Fast Track* para definição de Temas Prioritários PD&I voltados para cadeia de valor de O&G *onshore*;
- II. Criação do Programa Selo REATE para estudo das bacias sedimentares terrestres e de outros temas prioritários voltados à cadeia de valor das atividades de E&P de petróleo e gás natural *onshore*;
- III. Desenvolvimento de Políticas Públicas para estimular investimento de PD&I em áreas terrestres;
- IV. Edição de resolução ANP com critérios para enquadramento de campos como marginais;
- V. Edição de resolução ANP para redução de royalties para pequenas e médias empresas, nos termos da Resolução CNPE nº 4/2020;
- VI. Revisão da Resolução ANP nº 17/2015, com critérios e exigências específicas para campos marginais e de pequena e média produção;
- VII. Simplificação e consolidação dos atos regulatórios afetos às atividades de E&P *onshore*;
- VIII. Avaliação pela ANP sobre a viabilidade de manutenção de algumas das medidas flexibilizadoras aprovadas pela Agência em resposta à pandemia; e
- IX. Revisão das regras do edital e contrato para bacias de fronteira exploratória.

Vale ressaltar, por fim, que tão importante quanto a identificação e proposição dessas medidas é a continuidade do engajamento das instituições envolvidas na próxima fase do REATE e da posição de destaque do Programa no contexto das políticas públicas do país para o setor de petróleo e gás natural. Essas são as premissas para que o Comitê e os Subcomitês tenham condições de acompanhar e cobrar o processo de implementação das medidas apontadas nesse e nos demais relatórios, assim como identificar os eventuais ajustes necessários para o alcance de resultados práticos no sentido de revitalização das atividades de E&P no ambiente *onshore* do país.



REATE 2020

PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES