

EDITORIAL

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

Diante da gravidade da crise do setor petrolífero mundial, iniciada ao final de 2014 com a queda dos preços do cru no mercado internacional, o governo brasileiro iniciou, ao final de 2016, uma série de intervenções e revisões no arcabouço regulatório do setor, buscando aumentar a atratividade do Brasil na disputa por investimentos no setor. As principais mudanças, até agora, foram: i) o fim da regra de operadora única no Pré-sal; ii) a retomada dos leilões a partir de2017 (calendário de previsibilidade para o setor) e iii) aprovação de novas regras de conteúdo local mais favoráveis ao setor petrolífero para os leilões programados em 2017.

Além disso, o governo lançou alguns programas de incentivo nas áreas de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, conforme mostra a Figura 1, sendo eles: o REATE, que tem como foco a reativação da exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres; o Gás para Crescer, voltado para o setor de gás natural; o Combustível Brasil, que visa a estimular os setores de refino e distribuição de combustíveis; e o RenovaBio, que busca promover os combustíveis renováveis, como o etanol e o biodiesel.

O foco de análise deste texto é o programa REATE (Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres), lançado em janeiro de 2017, com o objetivo estimular a produção de petróleo e gás em áreas terrestres. Para sustentar a discussão sobre o programa, serão debatidas, primeiramente, algumas características desse setor no Brasil e no mundo.

Figura 1: Programas Governamentais para reaquecimento do setor petrolífero



Fonte: MME (2017)

Embora o Brasil possua considerável potencial em terra, as bacias terrestres são ainda pouco exploradas. Segundo dados da Confederação Nacional da Indústria (2016), dos mais de 7,5 milhões de km² de área sedimentar, em 29 bacias, apenas 2,8 milhões de km² são áreas possíveis para exploração e produção (31% *offshore* e 69% *onshore*), onde apenas 321 mil km² estão em concessão de E&P e desses apenas aproximadamente 21 mil km² estão na fase de desenvolvimento e produção.

Das bacias brasileiras, do ponto de vista de gás *onshore*, a Bacia do Parnaíba é um dos plays mais promissores, e, por ser um sistema geograficamente isolado, a solução encontrada para monetizar seus recursos foram projetos do tipo *reservoir-to-wire*, onde usinas termelétricas são construídas próximas aos campos de produção de gás natural (Projetos da ENEVA).

Embora os reservatórios terrestres sejam, na sua maioria (a exceção os amazônicos, por exemplo), mais simples de serem acessados, eles possuem diversos desafios, como os relacionados ao aumento do fator de recuperação de campos maduros, com o mínimo de despesas. Sabe-se que, mesmo após 20 anos de produção, em média, mais de um terço dos hidrocarbonetos recuperáveis podem permanecer em um campo, mesmo após o uso de métodos de recuperação (secundária ou mesmo terciária). Em decorrência desses desafios e das características técnicas desse segmento, que geralmente levam a margens de retorno menores e requerem maior controle dos custos operacionais, tais *plays* acabam por não despertar o interesse de empresas grandes, mas não por serem *onshore*, mas por terem reservatórios algumas vezes menores, e em sua maioria já em declínio de produção (principalmente quando são comparadas às áreas marítimas e, mais ainda, ao pré-sal).

Esse segmento, no entanto, apresenta um alto potencial para ser explorado por empresas de pequeno porte e (no Brasil), com isso, proporcionar o desenvolvimento indústrias regionais em localidades como o Norte e o Nordeste, movimentando de forma relevante a economia de municípios e estados produtores.

Vale destacar que diversos países da América Latina possuem maiores volumes de produção *onshore* do que o Brasil. A Figura 2 apresenta a produção *onshore* em alguns desses países, em janeiro de 2017. Note que a produção *onshore* colombiana foi de 1 MMbbl/d superando, em muito, a produção brasileira, de apenas 143 Mbbl/d. Além da Colômbia, a Argentina e o Equador também apresentam produções superiores às do Brasil, o que sinaliza que o setor pode estar sendo mal aproveitado no país (destacamos que uma larga área sedimentar em si, não é garantia de potencial).

Figura 2: Produção onshore em países da América Latina



Fonte: MME (2017)

Nesse sentido, em janeiro de 2017, foi lançado o REATE, com o objetivo estimular a produção de petróleo e gás em áreas terrestres onde o governo prevê que a produção brasileira seja mais do que triplicada até 2030, passando dos 143 mil barris/dia produzidos atualmente para 500 mil barris/dia. A iniciativa pretende contribuir para a retomada do setor, prevendo a geração de mais de 10 mil novos empregos diretos e indiretos e que o número de estados produtores passe dos atuais 8 para 16.

Entre as frentes estratégicas do REATE estão a sinergia com o programa de desinvestimento da Petrobras, a definição de um calendário de oferta de novas áreas, a criação de alternativas de financiamento, a determinação de exigências compatíveis ao grau de complexidade dos ativos terrestres e o fomento a sinergias no processo de licenciamento ambiental dos estados.

Atualmente, há 194 blocos *onshore* em concessão e estão previstas duas rodadas de licitação envolvendo blocos terrestres em 2017. A 4ª Rodada de Licitações de Áreas com Acumulações Marginais, sob o regime de concessão, ocorrerá em maio e serão ofertadas áreas inativas com acumulações marginais localizadas nas bacias do Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo. A 14ª Rodada de Licitações, sob o regime de concessão, está prevista para ocorrer em dezembro de 2017 e há blocos em estudo em 6 bacias sedimentares terrestres. A Figura 3 mostra o perfil da produção *onshore* hoje no país.

Independentemente do andamento do Projeto Topázio, que prevê a venda de mais de uma centena de campos terrestres da Petrobras considerados maduros e não mais atrativos economicamente para a empresa, mas de alta relevância para o setor, o governo tem, com o REATE, a possibilidade de dar fôlego a um segmento fragilizado pela falta de uma política pujante. O *onshore* brasileiro foi esquecido nos últimos anos, sobretudo depois da descoberta do pré-sal.

Entre as principais demandas reivindicadas por entidades do setor, como a ABPIP (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás)[5], estão: a criação de uma superintendência para cuidar especificamente de campos terrestres na ANP; a continuidade na oferta regular de campos e áreas para exploração e desenvolvimento e

[5] Em evento realizado na Firjan, em março/2017 no Rio de Janeiro, denominado "Workshop Onshore no Brasil", o diretor da ANP José Gutman mencionou a criação da Coordenação de Áreas Terrestres

produção de petróleo por empresas de pequeno e médio porte, com maior previsibilidade e menores incertezas; resolver a questão da comercialização do petróleo via entendimento com a Petrobras; eliminar exigências regulatórias desproporcionais aos ativos de campos terrestres; instituir uma declaração de origem em substituição ao certificado de conteúdo local; utilizar alíquotas mínimas permitidas pela legislação para a próxima rodada de campos terrestres; estender prazos para o cumprimento de investimentos em blocos de exploratórios em concessões existentes; alterar a regulação e a definição da autorização para o uso de técnicas de estimulação vertical; e a revisão dos prazos de garantia de suprimentos de gás para projetos de geração via térmica (Gás para Crescer).

Figura 3: Perfil da produção terrestre no Brasil



Fonte: MME (2017)

Adicionalmente, as obrigações de abandono relativos aos campos não deveriam ser repassados integralmente para os novos operadores. O custo de abandono, na maioria dos campos, é bastante significativo, e as questões relativas a este passivo são muito relevantes para a sociedade. É preciso, assim, que se formule uma política de abandono que possibilite o adequado financiamento destas atividades, de forma a não aumentar ainda mais os custos de operação a ponto de inviabilizarem ou restringirem investimentos adicionais pelos novos operadores independentes (tanto ao programa Topázio e a Rodadinha têm essa incerteza embutida: quem vai comprar não sabe ainda que obrigações terá, porque a regulação do abandono ainda não foi discutida).

Os desafios do programa são muitos, como fazer toda a estrutura do governo pensar o desenvolvimento do *onshore* dissociado da Petrobras, fazendo dela parte do projeto e não o projeto em si, além de levar desenvolvimento e geração de emprego para o interior do país. Desenvolver a estrutura para que as pequenas petroleiras consigam tocar seus projetos parece ser a única forma de os municípios do Rio Grande do Norte, Espírito Santo, Bahia, Sergipe e Maranhão voltarem a ganhar com a atividade, hoje paralisada com a suspensão das atividades da Petrobras. Adicionalmente, parece essencial a questão da diversificação, grandes empresas são poucas. Pequenas empresas devem ser muitas, para competirem e crescerem. No processo, elas geram empresas maiores, geram empregos, sustentam porções cada vez maiores da cadeia de suprimentos e, aqui e ali, desenvolvem tecnologias e implantam infra-estrutura. Para que elas existem, é preciso que haja oportunidades, é preciso que haja áreas disponíveis.

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getulio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia.