

Uma agenda para o desenvolvimento da exploração terrestre de gás natural

Prof. Edmar de Almeida – Grupo de Economia da Energia –
Instituto de Economia-UFRJ

Atualmente existem diversas barreiras associadas ao atual arcabouço regulatório do segmento de E&P em terra no Brasil, com destaque para:

- o processo de concessão de blocos exploratórios em terra não permite atrair um grande número de operadores;
- as elevadas complexidade e burocracia aumentam os custos regulatórios tanto para as concessionárias quanto para os órgãos reguladores;
- a judicialização do processo de licenciamento do fraturamento hidráulico é crescente;
- a regulação do conteúdo local não é compatível com o baixo nível de desenvolvimento da cadeia de fornecedores *onshore*, em especial para o gás não convencional;
- os incentivos fiscais e a complexidade da estrutura tributária brasileira não estimulam a produção de gás natural, principalmente em terra.

Visando superar as barreiras identificadas para o desenvolvimento da indústria de gás natural em terra no Brasil, um conjunto de propostas para aumentar a atratividade do investimento do setor foi identificada no estudo realizado pelo Grupo de Economia da Energia para a Confederação Nacional da Indústria, disponível em <http://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2015/5/gas-natural-em-terra-uma-agenda-para-o-desenvolvimento-e-modernizacao-do-setor/>.

Várias propostas apresentadas no estudo estão sendo total ou parcialmente contempladas no documento de consulta pública do REATE. Entretanto, gostaríamos de chamar atenção para cinco propostas que não estão sendo adequadamente consideradas e que, em nossa opinião poderiam dar uma importante contribuição para o setor. Estas propostas seriam:

1 - Novos procedimentos licitatórios para áreas maduras

Para as áreas maduras, propõe-se que a ANP delimite um conjunto grande de blocos e peça autorização ao CNPE para ofertar, simultaneamente, os blocos selecionados em todas

as bacias maduras. Esses blocos ficarão em oferta por um período de dois anos, após este período, a ANP fará uma revisão dos blocos ofertados para submissão ao CNPE.

Uma vez aprovado o conjunto de blocos ofertados, a ANP pode programar rodadas de licitações periódicas (trimestrais), através de um processo eletrônico (pregão eletrônico), quando licitará blocos que recebem manifestações de interesse através do atual mecanismo de Nominação de Áreas da ANP. Os blocos não adquiridos continuam em oferta para as próximas rodadas de licitação, na medida em que aparecerem manifestações de interesse.

2 - Novos procedimentos licitatórios para áreas de fronteira

Para as áreas de fronteira geológica, propõe-se a manutenção do atual processo de licitação da ANP, com calendário anual de rodadas aprovado pelo CNPE. É importante, também, manter e reforçar o atual Plano Plurianual de Geologia e Geofísica (PPGG) da ANP.

Entretanto, para acelerar o processo exploratório em áreas de fronteira geológica, propõe-se a criação do Contrato de Avaliação Técnica Preliminar (CATP) para atrair investidores para áreas de elevado risco geológico. Através deste contrato, empresas interessadas em realizar trabalhos geológicos em áreas de fronteira assinariam contrato de autorização com a ANP para a avaliação técnica preliminar, com obrigações de investimento (Programa Exploratório Mínimo – PEM). Após concluir os investimentos programados, a empresa autorizada ou outra empresa pode manifestar interesse e a área seria licitada pela ANP. A empresa autorizada teria preferência para cobrir a melhor proposta da licitação para contrato de concessão para exploração. Caso decida por não cumprir melhor proposta, a empresa autorizada teria seus investimentos no CATP reembolsados pela ANP até o limite do bônus de assinatura pago pela empresa ganhadora.

Adicionalmente, no contexto atual da exploração em terra, existe uma probabilidade elevada de ocorrência de multas relativas ao descumprimento das cláusulas de conteúdo local. Para acelerar o investimento no conhecimento geológico e melhorar da atratividade exploratória no Brasil, propõe-se que as empresas possam converter as eventuais multas de conteúdo local em investimentos obrigatórios em Contratos de Avaliação Técnica Preliminar, assinados com a ANP. Assim, as empresas poderiam transformar as multas em futuros ativos exploratórios e o Governo estaria reforçando o investimento público realizado através do PPGG para melhorar a atratividade de nossas bacias de fronteira geológica.

3 - Financiamento para empresas que atuam na exploração em terra no Brasil

A geração de valor e o financiamento na atividade de E&P em áreas de fronteira apresentam certas peculiaridades. A geração de valor depende principalmente da redução da incerteza geológica sobre a qualidade e o volume dos reservatórios na fase inicial, de exploração e avaliação, e da eficiência em termos de custos de operação. Nesta fase, o financiamento não é feito por dívida, mas exclusivamente por capital próprio (*equity*), refletindo as incertezas e o ainda baixo valor dos ativos.

O endividamento (alavancagem) como forma de financiamento dos investimentos das campanhas de exploração somente é viável após a redução da incerteza. Isso ocorre após a identificação de reservas e a consequente promessa de geração de caixa.

Portanto, sem um substancial aporte de capital próprio que, em concessões em terra em áreas de fronteira geológica, pode atingir centenas de milhões de reais, não se alcança a fase de produção e a possibilidade de alavancagem, quando o esforço de financiamento diminui. Assim como em outras indústrias de alto risco inicial, o papel dos fundos de *private equity*¹ é essencial para o desenvolvimento das atividades de E&P em *start-ups* na indústria de petróleo e gás.

No Brasil, os mercados de *private equity* são ainda incipientes. Em particular, dada a falta de tradição empresarial na indústria de petróleo e gás, praticamente inexitem fundos setoriais focados em *upstream* de O&G. Entretanto, no período de 2003 a 2008, a elevada liquidez do mercado financeiro internacional viabilizou o financiamento de novas operadoras domésticas através do mercado de *equity* privado estrangeiro, principalmente de origem americana. Três operadoras domésticas (OGX, HRT e Queiroz Galvão) chegaram, inclusive, a realizar lançamento de ações em bolsa, levantando cerca de R\$ 10 bilhões no mercado acionário brasileiro.

Após os percalços de operadoras em terra importantes, como a OGX e a HRT, da performance recente da Petrobras e do aumento de grau de incerteza macroeconômica no país, a oferta de *equity* privado se retraiu para o Brasil e, em particular, para o setor de E&P. Os fundos setoriais estrangeiros reduziram o interesse por empresas do Brasil.

Ressalte-se, ainda, que a oferta doméstica de crédito de longo prazo para o setor de petróleo e gás está concentrada no BNDES. O setor representa uma parcela importante dos

¹ *Private equity* é um tipo de atividade financeira realizada por instituições que investem essencialmente em empresas que ainda não são listadas em bolsa de valores, com o objetivo de alavancar seu desenvolvimento.

desembolsos do BNDES. Entretanto, o foco do BNDES tem sido o financiamento da Petrobras e da cadeia de fornecedores. O BNDES emprestou cerca de US\$ 30 bilhões à Petrobras entre 2008 e 2013. Até mesmo a oferta de *equity* doméstica é muito dependente do BNDES. O setor de petróleo e gás representa cerca de 34% (US\$ 11.2 bilhões) na carteira de investimentos do BNDESPAR.

No atual contexto do mercado financeiro internacional e nacional, o financiamento da exploração de gás em terra constitui um importante obstáculo a ser enfrentado. Mesmo considerando que o BNDES possa oferecer crédito para operadoras independentes, as exigências de garantia são elevadas e só têm acesso as empresas com reservas certificadas e projetos de monetização definidos. Entretanto, grande parte das empresas independentes Brasileiras está focada na exploração e não está em fase de produção e não tem, ainda, fluxo de caixa livre para financiar campanhas exploratórias.

Nesse mesmo mercado de *equity* nacional e internacional, empresas reduziram o esforço exploratório e estão sendo obrigadas a realizar venda de ativos para se financiar². Operações de *farm-out*³ têm sido a saída para as independentes brasileiras, mas enfrentam uma forte concorrência do restante da América Latina. Observa-se uma rápida desnacionalização das empresas do segmento de E&P terrestre no Brasil.

Desta forma, a recuperação dos níveis de investimento em exploração terrestre no Brasil exige uma política de financiamento para investimento de risco. A ferramenta necessária para o apoio à exploração de gás em terra seria, portanto, a criação de um fundo público de *private equity* para investimento em empresas envolvidas com a exploração de gás. Este fundo pode ser administrado por órgão financeiro público com experiência em *venture capital/private equity* e recrutando quadros técnicos com experiência setorial em E&P de O&G (que poderiam, de início, ser consultores independentes). Suas principais características poderiam ser:

- investimento exclusivo em empresas brasileiras concessionárias de ativos de E&P de O&G com ativos em terra e de potencial de produção de gás;
- capital comprometido de R\$ 8 bilhões;
- prazo de fechamento em até 7 anos;

² A HRT vendeu parte dos seus ativos para a empresa russa Rosneft. A empresa Petraenergia vendeu sua participação nos campos na bacia do Parnaíba para um fundo de investimento nacional. A empresa baiana Alvopetro foi adquirida por duas canadenses (Petrominerales e a Fortress).

³ Venda de ativos de exploração e produção.

- apoio concedido numa proporção de 1:1 do *equity* já aportado pelo concessionário mais o comprometido pelas empresas em seu Plano de Negócios. Ou seja, o fundo teria uma participação *ex-post* de 50% no capital;
- governança compartilhada e gestão profissional;
- possibilidade de saída do fundo a qualquer tempo depois da declaração de comercialidade dos ativos, com preferência para os sócios privados.

Dentre as instituições financeiras públicas com experiência em *venture capital/private equity*, destacam-se a FINEP, pioneira nesta modalidade, o BNDES e a CEF, gestora do FI-FGTS. Entretanto, como nenhuma dessas instituições tem experiência setorial no *upstream* da indústria de O&G, a escolha deve se basear em outros critérios. Parece-nos que, pelo grande impacto que deverá ter a crescente demanda das companhias investidas pelo Fundo sobre a incipiente cadeia produtiva dos fornecedores da exploração em terra e seu potencial de inovação, e pelo foco que poderá dar a esta atividade de fomento, a FINEP seria a instituição mais capacitada para gerenciar essas sinergias positivas sobre o *onshore supply chain*.

4 - Incentivos específicos para o gás não convencional

Atualmente, o nível de conhecimento geológico sobre os recursos não convencionais no Brasil ainda é incipiente. O aproveitamento dos recursos não convencionais requer um longo processo de aprendizado tecnológico sobre técnicas de fraturamento hidráulico adequadas para o contexto geológico brasileiro.

Este aprendizado tecnológico acontece a partir de um processo de "*learning-by-doing*". Ou seja, requer investimentos em perfuração e fraturamentos de poços em diferentes áreas geológicas para se identificar as melhores áreas (*sweet spots*) e as melhores técnicas de fraturamento. Portanto, o processo de aprendizado depende do empreendedorismo e da capacidade de investimento de produtores pioneiros que enfrentam um maior nível de risco geológico e custos de produção mais elevados.

Os EUA, na década de 1980, e vários países, mais recentemente, têm reconhecido as maiores dificuldades da exploração dos recursos não convencionais e vêm concedendo incentivos para os produtores pioneiros. No caso do Brasil, é fundamental que os arcabouços regulatório e fiscal da indústria do gás reconheçam que os riscos e os custos para a exploração e produção de gás não convencional são muito mais elevados que o gás convencional. Assim, é de capital importância introduzir incentivos fiscais para atrair investimentos iniciais necessários ao processo de aprendizado tecnológico, que permitirá reduzir os custos da exploração do gás não convencional.

É necessário ressaltar que boa parte das tecnologias e dos segmentos importantes da cadeia de fornecedores local capacitada para atender projetos não convencionais não está disponível no Brasil. Assim, este estudo propõe incentivos específicos e uma política de apoio à exploração de gás não convencional. Estes incentivos específicos seriam:

- revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção;
- abatimento do reinvestimento em novos poços da base de cálculo do imposto de renda;
- redução do *royalty* pago sobre o gás não convencional para 5%;
- isenção de PIS-COFINS para o gás não convencional.

Além de incentivos tributários, é fundamental a concepção de políticas industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltadas para o gás não convencional.

Não menos importante, é necessário alocar recursos públicos para investimento em estudos e treinamento técnico para os órgãos estaduais e federais envolvidos com o licenciamento das atividades de E&P relacionadas a recursos não convencionais.

5 - Incentivos para pequenas e médias empresas de petróleo e gás

É fundamental aumentar o número de empresas atuando na exploração e produção em terra no Brasil. Para isso, pequenas e médias empresas podem receber um tratamento diferenciado, visando atrair novos atores para o setor.

A Constituição Federal do Brasil, em seu Artigo 170, inciso IX, reconhece a importância do tratamento favorecido às pequenas e médias empresas para a ordem econômica nacional. Com base nesse princípio constitucional, a lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo), em seu artigo 1, inciso II, e a lei nº 12.351/2010 em seu artigo 65 definem como um dos objetivos das políticas energéticas nacionais a expansão da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Para fins de aproveitamento das medidas específicas voltadas para o aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de E&P, a ANP, através da resolução nº 32, de 2014, definiu como **empresa de pequeno porte** qualquer empresa independente ou empresa pertencente a grupo societário que tenha qualificação de Operador C ou D, que opere — pelo menos — um contrato de concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou grupo societário, tenha produção média

anualizada inferior a 1.000 boe/d de petróleo ou gás natural, no País e no exterior. No caso de enquadramento como **empresa de médio porte**, exige-se que esta seja uma empresa independente ou uma empresa pertencente a um grupo societário que tenha qualificação de Operador B ou C, que opere — pelo menos — um contrato de concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou grupo societário, tenha produção média anualizada inferior a 10.000 boe/d.

Desde a publicação da resolução nº 32 da ANP, já existe um arcabouço legal preparado para a implementação de políticas de apoio e incentivos que favoreçam empresas de pequeno e médio portes. Nesse sentido, as propostas mencionadas acima de reformas do processo de concessão, simplificação do processo de licenciamento técnico e ambiental, incentivos fiscais e tributário e financiamento já podem criar condições diferenciadas para empresas de pequeno e médio portes.

A ANP já iniciou um esforço de simplificar os processos de licenciamento técnico para as empresas de pequeno e médio portes. A ANP decidiu reduzir o número de documentos e estudos exigidos para o desenvolvimento de campos de petróleo e gás de menor porte. Além disso, decidiu simplificar parte da documentação exigida para aprovação dos planos de desenvolvimento. Esta iniciativa aponta para a direção certa e precisa ser expandida para todas as etapas do licenciamento técnico e ambiental.

Nesse contexto, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em sua resolução nº 1, de 2013, reconhece a importância das pequenas e médias empresas no desenvolvimento de bacias terrestres no Brasil. Na mesma resolução, o CNPE define como medida de estímulo às pequenas e médias empresas a realização de rodadas de licitações anuais específicas para blocos em bacias maduras e de áreas inativas com acumulações marginais.

Contudo, a resolução CNPE nº 1, de 2013, exige a exclusão de áreas com potencial para produção de recursos não convencionais das rodadas anuais. Em outros termos, o entendimento do CNPE é que os incentivos dados às pequenas e médias empresas não se aplicam à exploração e produção de recursos não convencionais. Esta visão restringe de forma significativa o papel das empresas de pequeno e médio portes na exploração das bacias terrestres no Brasil. Sendo assim, propõe-se a modificação da resolução CNPE nº 1, de 2013, com a eliminação das restrições de oferta de blocos com potencial para os recursos não convencionais.