



CADERNO OPINIÃO

A CRISE DE ATRATIVIDADE DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL

autores: Jason Carneiro e Fernanda Delgado
junho.2017

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE ADMINISTRATIVA

Simone C. Lecques de Magalhães

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E P&D

Felipe Gonçalves

PESQUISADORES

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado

Júlia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

CONSULTORES SENIORES ASSOCIADOS

Carmen Migueles

Gustavo De Marchi

Goret Pereira Paulo

Ieda Gomes - Gás

Magda Chambriard

Milas Evangelista de Souza – Biocombustíveis

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Otavio Mielnik

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico



OPINIÃO

A CRISE DE ATRATIVIDADE DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL¹

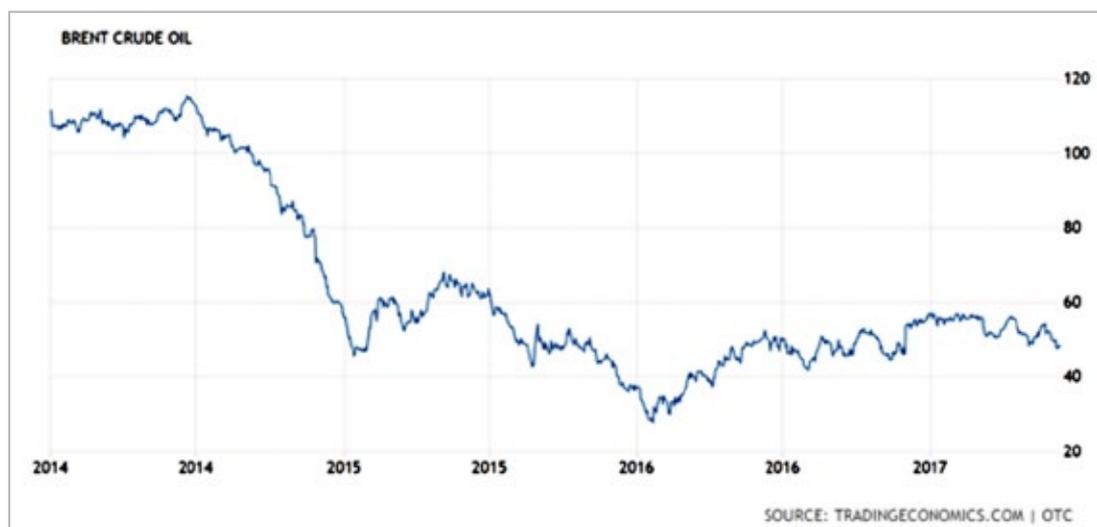
Jason Carneiro e Fernanda Delgado

A TEMPESTADE PERFEITA

Quando o segundo semestre do ano de 2014 terminou, o preço do Brent no mercado internacional havia caído do patamar de 110USD/bbl para o de 50USD/bbl, no qual, com ondulações, segue ainda hoje (Figura 1). Muitos analistas e estrategistas da indústria de óleo e gás trabalham com cenários em que este patamar se mantém nos próximos anos (*low for long*), e seus cenários mais otimistas no momento não contemplam preços maiores que 70USD/bbl ou 80USD/bbl em 2020. Pressionadas pela severa redução de receitas, as empresas de E&P reagiram suspendendo e adiando investimentos, e promoveram drásticos cortes em seus custos, reduzindo e/ou paralisando atividades, impactando os muitos fornecedores ao longo da cadeia com revisões de contratos e redundando, em todo o setor, na demissão de 350 a 400 mil pessoas ao redor do mundo.

¹ Neste terceiro trabalho da série de artigos relacionados ao setor de óleo e gás para o Boletim de Conjuntura da FGV Energia, traz-se um *overview* sobre a crise atual do setor no Brasil, buscando consolidar rapidamente uma série de questões que assolam todos os envolvidos nesta cadeia. Em abril, foi discutido o Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – o REATE, analisando como este pode incrementar o setor no *onshore*. Em maio, discutiu-se a respeito das diferenças físico-químicas das diferentes correntes petrolíferas brasileiras, e como se constrói o preço do barril de um óleo nacional, a partir destas.

Figura 1: Histórico do preço do barril de óleo tipo Brent, em USD/bbl.



Fonte: <http://www.tradingeconomics.com/commodity/brent-crude-oil>

No Brasil, esses efeitos da queda dos preços do óleo foram ampliados por graves circunstâncias locais:

- Uma crise econômica, impactando todas as decisões de investimento no país, e que começa apenas a dar sinais de que o pior pode ter passado;
- Uma crise política, que vindo dos últimos anos do primeiro mandato da presidente Dilma Rousseff, passou por uma eleição de extrema polarização e resultado apertado, complicou-se ainda mais no período do *impeachment* da presidente e ainda hoje segue apeando poderosos e desafiando as projeções dos analistas;
- Uma crise regulatória, se pudermos chamar assim o conjunto de decisões que levou, por exemplo, à suspensão das rodadas de licitação por cinco anos e à transformação do modelo de Contrato de Concessão da 13ª Rodada no que foi chamado à época de “o pior de todos os tempos” (Valor Econômico, edição de 04/08/2015);
- Uma crise na Petrobras, virtualmente paralisando a empresa, desviando o seu foco, minando a sua capacidade de investir e de liderar o setor, e que tem como símbolos uma dívida de cerca de 120BUSD,

mais de 5 vezes o EBITDA da companhia, e a perda do seu grau de investimento.

Essas crises somaram-se em uma “tempestade perfeita”, em uma verdadeira Crise de Atratividade, que deslocou o Brasil no cenário da competição internacional por investimentos da indústria, a despeito de termos aqui o pré-sal e as maiores descobertas dos últimos anos, e a despeito das muitas oportunidades – de novas fronteiras a bacias maduras (passando pelos *unconventionals*) existentes no país. Diante dela, as empresas retraíram investimentos, adiaram decisões (após negociações com a ANP), reviram contratos, reduziram suas equipes e presença em terras brasileiras. Do ponto de vista da estratégia e tomada de decisão das empresas, a questão não é apenas o potencial petrolífero do Brasil, ou como lidar com o risco geológico das oportunidades, mas de como o contexto não-geológico (*above-ground risks*) afeta a capacidade de monetizar essas oportunidades. A queda dos preços do óleo tornou esses riscos mais visíveis e menos gerenciáveis. Os resultados da 13ª Rodada o demonstram, especialmente se confrontados com a participação das empresas nos certames ocorridos em 2015 e 2016 em países como Canadá, México, Irlanda e Moçambique.

MUDANÇA DE CURSO

Após o *impeachment* da presidente Dilma Rousseff (agosto de 2016), e especialmente a partir da Rio Oil & Gas (outubro), ficou evidente para o grande público que o novo governo estaria interessado na retomada das atividades de óleo e gás no país e aberto ao diálogo com os diferentes players da indústria. De lá para cá, apesar da persistência da crise política, vimos ações consistentes com esses objetivos por parte do governo, em especial do Ministério das Minas e Energia (MME) e da sua Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, entre as quais destacamos:

Fim do Operador Único no Pré-Sal

A Lei 13.365/2016 (30/11/16) alterou a chamada Lei do Pré-Sal (12.351, de 22/12/2010), eximindo a Petrobras da obrigação de tomar para si a operação e ao menos 30% de participação nos blocos do pré-sal, o que geraria significativos compromissos de investimento para a empresa, contrariando as melhores práticas de gestão de portfólio (ao obrigar a Petrobras a tomar risco em ativos numa proporção que ela nem sempre desejaria). Além disso, a estatal não tinha capacidade financeira de arcar com os investimentos obrigatórios caso um número significativo de áreas fossem concedidas. Na prática, a obrigação parece ter impactado negativamente no licenciamento de novas áreas do pré-sal. A alteração teve o apoio da Petrobras, que passa a ter o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios do pré-sal. Entretanto, o Decreto 9.041 (02/05/2017), regulando os dispositivos acima, dá à Petrobras, para além do direito de preferência, o direito de desistir de um bloco após a licitação, se não estiver confortável com o lance vencedor. A sua participação seria então tomada pelo consórcio vencedor (ou empresa vencedora) que poderá por sua vez desistir do contrato caso não esteja interessado em uma participação majorada. No mínimo, decidindo permanecer com o bloco, verá aumentados os seus compromissos de investimento, com possível impacto também sobre a sua participação em outros eventuais blocos do mesmo leilão. Desse

modo, a flexibilidade conquistada pela Petrobras impõe considerável incerteza aos participantes do leilão, incluindo a própria estatal.

Calendário de Rodadas

O CNPE aprovou um calendário plurianual de rodadas de licitações de blocos exploratórios, concessão e partilha, e de campos terrestres maduros, totalizando 10 rodadas entre 2017 e 2019, sendo quatro neste ano, e três em cada ano seguinte. O calendário se fez acompanhar da indicação dos setores (no caso das rodadas de *Tax & Royalty*) e áreas (no caso da partilha) a licitar.

No dia 11 de maio deste ano, a ANP realizou a 4ª Rodada de acumulações marginais, obtendo lances para 8 das 9 áreas ofertadas, resultado considerado acima das expectativas do mercado. A página www.brazil-rounds.gov.br concentra informações das rodadas já realizadas, e do cronograma anunciado. Em 18 de maio, a ANP colocou em Consulta Pública (até 19 de junho) o Pré-Edital e a Minuta do Contrato de Concessão da 14ª Rodada de Licitações, prevista para o final de setembro. Nesse anúncio, a ANP informa mudanças com relação ao contrato anterior, a saber: "adoção da fase de exploração única, retirada do conteúdo local como critério de oferta na licitação, royalties diferenciados para áreas de nova fronteira e bacias maduras com maiores riscos, redução do patrimônio líquido mínimo para não operadoras (os investidores); e incentivos para o aumento da participação de pequenas e médias empresas" (conforme a Agência Brasil).

O CNPE autorizou ainda a realização de duas rodadas de licitação de áreas de partilha, previstas para outubro deste ano. Uma delas trará áreas unitizáveis contíguas às descobertas de Carcará e Gato do Mato, e aos campos de Sapinhoá e Tartaruga Verde. A legislação prevê que, permanecendo as áreas como não-contratadas (*open acreage*), as atividades de avaliação e desenvolvimento devem prosseguir com o consórcio carregando a PPSA (arcando com os custos e investimentos concernentes à participação da PPSA, que "devolve" os valores após

iniciada a produção do campo - se isso chegar a acontecer). Licitadas as áreas, essa questão é removida, com os novos concessionários arcando com seus investimentos e custos de acordo com o resultado da unitização. A estrela dessa licitação é a área de Carcará, como se pode medir pelo bônus de 3 bilhões de reais estabelecido para a participação no certame (o máximo entre as demais áreas é de 200 milhões de reais). O calendário de rodadas atende a uma demanda da indústria por previsibilidade. Com ele, há o compromisso de proporcionar acesso a determinadas áreas em intervalos conhecidos, permitindo que as empresas se preparem técnica e financeiramente para participar.

Conteúdo Local

O assunto é dos mais controversos no âmbito da indústria, e seu detalhamento não cabe no escopo deste artigo. Diga-se apenas que, ao estabelecer (com acerto) um foco nos fornecedores nacionais, fazendo as vezes de uma política industrial que efetivamente não existe, as regras de conteúdo local, ao longo do tempo, incluíram métodos pouco eficientes e de alto custo regulatório (como o conteúdo local integrar as ofertas nos leilões), criaram enorme complexidade para os envolvidos (inclusive a ANP), e absorveram uma cultura que favorece mais a punição (multas) que os incentivos. Em recente Resolução, o CNPE aprovou os índices de conteúdo local a serem exigidos dos vencedores dos 4 leilões realizados em 2017. Os índices já não serão considerados para a seleção de ofertas nas rodadas, nem poderá haver *waivers*, caso não sejam atingidos. A escolha dos índices, conciliada entre o MME e MDIC, representa um avanço com relação à situação anterior e foi considerada intermediária entre as posições das operadoras e dos fornecedores nacionais.

A discussão deverá prosseguir, visando às rodadas de 2018 e 2019. Há clara necessidade de se discutir de forma mais ampla e fundamentada a criação de uma política industrial de Estado para o setor de óleo e gás, que não simplesmente coloque nos ombros da Petrobras a responsabilidade de desenvolver vários segmentos industriais nacionais a partir de suas compras.

Política de Óleo e Gás

Entre 17 de abril e 02 de maio últimos, estive em Consulta Pública uma minuta de política para o setor petrolífero do Brasil, que virá a substituir a política vigente desde 2003, focada na autossuficiência. Desta feita, a proposta tem “o objetivo primordial de ampliar a atração de investimentos para o setor petrolífero nacional”. A minuta, incluído a Nota Técnica do Grupo de Trabalho que a preparou e as sugestões recebidas estão disponíveis no site do MME (www.mme.gov.br).

A minuta trata de segurança do abastecimento nacional, maximização da recuperação dos recursos, do contínuo incremento do conhecimento acerca das bacias brasileiras e de seu potencial petrolífero, de segurança operacional e de meio-ambiente, das melhores práticas. Em boa hora, o documento incorpora os conceitos de atratividade dos investimentos no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural, e de maior competitividade (incremento no número de *players*). E traz uma possível nova modalidade de acesso a áreas, ao aprovar que a ANP mantenha certos ativos em disponibilidade constante aos interessados (se confirmada, a decisão precisará ser regulamentada pela Agência). A minuta da nova Política aborda também o fomento da participação competitiva da produção doméstica na oferta total de gás natural ao mercado, cuja materialização se espera do programa Gás para Crescer, iniciativa do governo visando à monetização do gás nacional – o que é extremamente importante para viabilizar jazidas de óleo com gás associado e abrir a possibilidade de reduzir a importação de gás. Comitês e subcomitês envolvendo representantes de vários segmentos da indústria foram formados em fevereiro para discutir as medidas a serem propostas no âmbito do programa. A minuta da nova Política propunha ainda um conjunto de indicadores para que se possa fazer o acompanhamento da evolução de cada diretriz. Se bem escolhidos e aplicados, podem ser muito úteis para uma sociedade que estranhamente se acostumou a medir e comparar leilões unicamente pelos valores auferidos em bônus de assinatura.

REATE

Lançado em 27 de janeiro deste ano, o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Áreas Terrestres (REATE - vide Boletim de Conjuntura de abril de 2017) está em elaboração pelo MME. A iniciativa gerou um documento com propostas de ações que esteve em consulta pública de 03 a 19 de maio. As contribuições estão no momento em análise e consolidação pelo núcleo operacional do programa (MME, ANP, EPE). O objetivo é criar condições para a existência de “uma indústria de E&P terrestre forte, competitiva, com produção crescente, com pluralidade de operadores e diversidade de fornecedores de bens e serviços”. No *onshore* brasileiro, onde de modo geral as reservas por campo são menores que no *offshore*, uma indústria forte e diversificada é de extrema importância para a saúde do setor, com influência direta sobre as economias locais, e funcionando como possível incubadora de empresas em todos os elos da cadeia de valor, já que os custos de entrada são menores. Entretanto, o peso da complexidade da legislação se faz sentir com mais força sobre essas empresas – se objetivo é o aumento da competitividade, é preciso simplificar.

Unitização

Além da rodada de áreas unitizáveis discutida acima, o CNPE recentemente publicou a Resolução 08/2016 (06/06/2017), que estabelece diretrizes para os procedimentos de individualização da produção em situações em que as jazidas de petróleo e gás natural se estendam para áreas não contratadas. Tanto a realização da rodada quanto a publicação da resolução são medidas que procuram enfrentar uma situação que guardava considerável volume de incerteza e risco para os investidores.

ÁGUAS PASSADAS?

A participação das empresas nos leilões deste ano, especialmente a 14ª rodada e a 4ª rodada do pré-sal, vai indicar com maior segurança uma retomada do interesse em resposta às modificações propostas pelo governo. Alguns pontos, entretanto, permanecem como fontes de preocupação para os investidores, com destaque para:

REPETRO

Duramente atacado durante a discussão sobre o conteúdo local, o REPETRO representaria uma renúncia fiscal da ordem de 10BUSD entre 2011 e 2013, e uma oportunidade perdida de usar a demanda das empresas de petróleo para desenvolver a indústria local. As empresas operadoras, de outro lado, são unânimes em afirmar que sem o regime aduaneiro especial a economicidade da maioria dos investimentos no Brasil é negativa, o que é confirmado pela nossa experiência. É de se pensar, portanto, quanto da enorme renúncia fiscal citada acima teria sido realmente captada como impostos caso o REPETRO não existisse. Para além dessa discussão, a falta de definição quanto à extensão do regime pesa contra o país, considerando que os investimentos são sabidamente de longo prazo, há leilões já previstos, e 2019 – quando a vigência do regime termina – está à porta. Será estendido? Por mais 20 anos? Nas mesmas condições ou com modificações, por exemplo excluindo algum tipo de equipamento? A indefinição a esta altura do processo é já um problema em si, do ponto de vista da atratividade. A discussão se dá em um momento em que o governo precisa de recursos financeiros e a sociedade, de empregos. Ou seja, há a percepção do risco de o regime ser alterado de forma significativa.

Licenciamento Ambiental

Já não existem projetos petrolíferos que não considerem as questões e as obrigações relativas ao respeito ao meio ambiente. Mas não escapa a quem planeja investimentos e considera o Brasil como possível destino que licenças ambientais para sísmica podem demorar até 3 anos. Houve uma manifestação promissora do Escritório de Licenciamento do IBAMA quando da Rio Oil & Gas em outubro de 2016. O MME, nas muitas vezes em que se fez representar em reuniões e veio a público sobre o tema, reconhece o problema e informa buscar interação com o MMA para encontrar saídas que preservem o patrimônio ambiental, permitindo que as atividades tenham lugar. Na mesma linha, a indústria espera pela discussão e definição das normas e procedimentos para o descomissionamento dos ativos produtores, assunto que a ANP já demonstrou ser de seu grande interesse.

O Estado do RJ e a Regulação Criativa

Estamos apenas começando a descobrir – pelas páginas policiais - por que meios o estado do Rio de Janeiro pôde chegar à virtual falência. Quebrado, o estado vem tentando aumentar a sua arrecadação, questionando por exemplo o preço mínimo do barril de petróleo usado para o cálculo dos royalties, ou criando novos impostos, como a cobrança de ICMS sobre a produção, ou uma “Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização” (uma UFIR para cada barril de óleo equivalente produzido). Todas as iniciativas estão sendo discutidas na Justiça. Para o estrategista, para além do peso financeiro, a questão fere a previsibilidade do ambiente regulatório, uma vez que é sinal de que a qualquer momento, em alguma instância do poder público, pode surgir alguma ideia que onere a produção.

UM RELANCE SOBRE A PETROBRAS

Após mudanças no comando, a Petrobras anunciou estar perseguindo medidas de redução de custos e um programa de desinvestimento montando 21USD para os anos de 2017 e 2018 que, para além dos efeitos financeiros (como a urgente redução da relação dívida / EBITDA), reposiciona estrategicamente a empresa como operadora do *upstream* no Brasil.

A empresa celebrou também parcerias de amplo escopo com empresas como a Total e a Statoil, e estaria negociando semelhantes acordos com a Exxon. Essas parcerias podem trazer à Petrobras recursos financeiros e tecnológicos, bem como diluição de riscos e acesso a novos ativos. Tudo somado, essa abertura pode otimizar os investimentos da Petrobras e atrair capital de longo prazo para o Brasil. Para as demais empresas, ter acesso direto ao portfólio e à infraestrutura da Petrobras representa boas oportunidades, segurança contra eventuais lapsos entre os leilões, maior entendimento da geologia e do mercado.

Ao final do primeiro trimestre deste ano, a companhia anunciou resultados positivos: lucro bem acima da expectativa do mercado e EBITDA recorde. Após mudanças introduzidas pelo TCU, o projeto Topázio, que trata da venda, pela Petrobras, de 98 campos (95 em terra e 3 em águas rasas), e 6 blocos exploratórios

terrestres, vai sendo reiniciado. No mercado há dúvidas se a Petrobras vai mesmo investir os 20USD previstos para este ano em seu plano estratégico, mas a atenção recairá mais sobre a qualidade e o impacto desses investimentos do que sobre o volume. A diretoria da empresa vem manifestando interesse na 14ª Rodada (*Tax & Royalty*), e já exerceu seu direito de preferência nas duas rodadas do pré-sal deste ano (Entorno de Sapinhoá, Peroba e Alto do Cabo Frio Central).

DEPOIS DA TEMPESTADE...

Nenhum país é destino perfeito para investimentos em óleo e gás. As empresas estão naturalmente atentas a tudo que possa impactar suas margens de lucro e, conseqüentemente, seus possíveis investimentos. De acordo com suas capacidades e preferências, alocam seus orçamentos entre países e oportunidades de modo que o portfólio resultante mitigue riscos e maximize resultados. Algumas terão sucesso, outras não. Da mesma forma, alguns países serão destinos atrativos para partes desses investimentos. Outros, não. A escolha se dá por razões que incluem o que a natureza escondeu em subsuperfície, mas também pelo que as nações criaram acima do solo: regime fiscal, infraestrutura, complexidade e estabilidade da regulação, previsibilidade dos atos dos agentes governamentais, santidade de contratos, entre outros componentes do que se pode chamar, em conjunto, de atratividade.

O potencial geológico do Brasil é indiscutível, em diferentes ambientes, capazes de atrair diferentes perfis e tamanhos de empresas, gerando empregos, renda, produção e participações governamentais. Mas o país vive uma Crise de Atratividade no seu setor de óleo e gás – crise que tem causas externas, embora seja principalmente resultado de circunstâncias (e más escolhas) locais. É necessário então trabalhar para retomar as atividades. O novo governo, ainda no seu primeiro ano, vem tomando medidas a nosso ver acertadas. É possível que a transição para uma situação crescentemente melhor já tenha começado.

O MME, entretanto, não pode controlar a crise política. A crise econômica, cujos fundamentos vêm sendo combatidos de forma também promissora pelo governo, é também uma crise de confiança, com um componente,

portanto, político. É natural que os estrategistas das empresas se perguntem se o governo Temer chegará a 2018, se o Ministro das Minas e Energia e sua equipe poderão permanecer no governo, quais as opções para suceder o atual presidente e que ideias essas opções poderiam ter para a indústria de óleo e gás.

Quem olha as variações pendulares das políticas para o setor, explícitas ou não, praticadas nos governos FHC (1995–2002), Lula-Dilma (2003–2016) e Temer (iniciado em 2016) percebe que a sociedade brasileira ainda não chegou a um consenso sobre como exatamente extrair valor dos seus recursos petrolíferos. Como resultado, no longo prazo vemos políticas de governos, quando o desejável seria uma política de Estado – o exemplo da Noruega é recorrente. Se estamos falando de atratividade para investimentos de longo prazo, essa incerteza precisa ser levada em conta.

Nesse sentido, é preciso dizer, foi muito bem recebida a decisão do Ministro Fernando Coelho Filho de permanecer em seu cargo mesmo após seu partido deixar o governo, no bojo de um episódio recente da crise política. Por outro lado, as instituições estão funcionando, mesmo com eventuais contradições. Há santidade de contratos, o que não é pouco, mas há também, junto com essa ordem, o desafio da complexidade. Seja no *front* tributário (o país é de longe aquele em que mais horas são gastas em *compliance* – para não mencionar o impacto dos tributos indiretos); seja no arcabouço legal (para além da necessária preservação e santidade dos contratos, o nosso costume é resolver problemas regulatórios com mais regulação, criando exceções e novas regras que só aumentam a complexidade e diminuem a estabilidade do sistema); seja na burocracia recalcitrante; seja na falta de diretrizes, que aumenta a insegurança e alonga prazos. Um exemplo: o Brasil possui pelo menos 3 diferentes regimes fiscais (*Tax & Royalty*, partilha, cessão onerosa; e vem aí o excedente da cessão onerosa). Talvez pelo pouco tempo decorrido, talvez porque a política seja a arte do possível, a questão não foi enfrentada até o momento pelo novo governo, e talvez não venha a ser. Do ponto de vista da atratividade, trata-se de uma complexidade desnecessária e até certo ponto lamentável, mas a que as empresas de modo geral têm capacidade de se adaptar. A realidade ainda não confrontou a indústria com a tomada

de decisão em novos projetos no pós-sal, porém dentro do Polígono do pré-sal.

Quanto às empresas, as que permaneceram no país estão com equipes e portfólios reduzidos. Os leilões foram interrompidos justamente nos anos em que o preço do barril no mercado internacional atingiu seus valores mais altos – e havia maior interesse por áreas, menor aversão ao risco. Do ponto de vista estratégico, retomar é praticamente uma nova decisão de entrada no país. Uma decisão a ser tomada com o preço no patamar de 50USD/bbl, com concorrência de outros países, e incertezas quanto ao futuro. Países como o México e o Reino Unido reagiram mais rápido e se ajustaram ao novo ambiente de preços do barril. É preciso monitorar a concorrência, se o Brasil não quiser perder participação num volume de investimentos que no momento é menor do que costumava ser.

Quanto à estratégia, certo conservadorismo nas apostas, acompanhado de contínuos controle de custos e busca de eficiência, devem vigorar em tempos de *low for long*. É cedo para dizer se uma “Era das Parcerias” começou com os acordos celebrados entre grandes empresas e a Petrobras, ou se eles representam apenas oportunidades momentâneas geradas pela fragilidade da estatal. Para as empresas que não lograrem acordos do gênero, não seria surpresa ver uma tendência a exposições menores, com ciclos temporais mais curtos – havendo acesso, claro -, contrariando o que se observa na experiência brasileira, em que o sucesso veio para empresas que sustentaram suas apostas por muito tempo (Shell e Statoil, por exemplo).

A oportunidade embutida nesta Crise de Atratividade é a de colocar a indústria brasileira de óleo e gás nos trilhos, acima das disputas ideológicas. Um projeto da Sociedade e do Estado, e não de um governo. O MME, a ANP, a EPE, a Petrobras e a PPSA dão mostras que compreenderam a gravidade do problema e seus respectivos papéis na solução. Como brasileiros, torcemos para que a linha de pensamento privilegiando a atratividade e a competitividade se mantenha; que as ações sejam coordenadas e bem articuladas; que as empresas, ao chegar o momento, correspondam; e que haja tempo para que as mudanças se consolidem.



Jason Carneiro é executivo e empreendedor do setor de petróleo, com foco em estratégia e gestão de portfólio. Geólogo de formação, com MBA (UNICAMP), Mestrado (COPPE) e 20 anos de experiência, Jason atuou como Geólogo de campo (Vale, 1996 a 1999), Regulador (ANP, 1999 a 2003), Pesquisador Associado (COPPE/ Lab2M, 2004 a 2006), Empreendedor (PGT, 2006 a 2008; 2013), Gerente Geral de Planejamento e Portfólio (Vale Óleo e Gás, 2008 a 2012), Gerente Sr. Comercial e Business Development (Maersk Oil, 2014 a 2016).



Fernanda Delgado é Pesquisadora da FGV Energia, especialista em Óleo, Gás e Biocombustíveis; Doutora em Planejamento Energético pela COPPE/ UFRJ.

Este texto foi extraído do Boletim de Conjuntura do Setor Energético - Junho/2017.

Veja a publicação completa no nosso site: fgvenergia.fgv.br



fgv.br/energia

