



Pré-sal: mitos, equívocos e retrocessos

O presidente Lula pretende lotar o Centro de Convenções Ulisses Guimarães, em Brasília, no próximo dia 31 de agosto para transformar em grande festa a apresentação dos três projetos de lei que compõem a proposta federal para mudança do marco regulatório para exploração do pré-sal. Além de transformar o tema em plataforma eleitoral de sua própria sucessão, o oba-oba do presidente revela o completo desrespeito do petista com o Congresso Nacional.

Depois de dois anos de anúncios desencontrados pelas autoridades do governo, a proposta chega ao Parlamento como receita pronta para ser apenas ratificada e não como ponto inicial de uma discussão. Na visão autoritária do presidente, a passagem da proposta pelo Congresso deve ser mera formalidade.

APRESENTAÇÃO

Em agosto de 2007, o Instituto Teotônio Vilela editou o texto "A Reestruturação Competitiva do Setor de Petróleo no Brasil", de minha autoria, em homenagem aos dez anos da Lei 9.478/97, a chamada Lei do Petróleo. Desde então, o instituto publicou uma série de artigos, estudos e notas técnicas e patrocinou eventos para discussão do marco regulatório do setor, a estratégia mais bem sucedida de modernização da economia brasileira e captação de investimentos.

Os números comprovam a tese e desmontam os mitos criados pelos que criticavam a Lei 9.478/97 e agora querem mudá-la com vistas ao processo sucessório de 2010. Hoje, um de cada dez reais da riqueza produzida no Brasil vem do petró-

leo; é cinco vezes a fatia de 12 anos atrás. O peso do setor no PIB passou de 2% para 10%. Com a abertura, o país ganhou muito: suas reservas provadas de petróleo quase dobraram; a produção diária mais que duplicou; e a participação da União na renda gerada pelo setor multiplicou-se por oito. Os dados são da Agência Nacional do Petróleo (ANP), também criada pela lei.

O novo marco legal manteve o monopólio da União sobre as reservas de petróleo, gás e demais atividades da cadeia produtiva. No entanto, as atividades de exploração e produção passaram a ser regidas por contratos de concessão firmados entre a ANP e as empresas vencedoras dos blocos de licitação. A Petrobras teve garantido o direito sobre os campos em produção e as áreas em que tivesse realizado investimentos na exploração.

Ao contrário do discurso dos apocalípticos que diziam que a empresa seria “desmontada” para depois ser vendida “a preço de banana”, a Petrobras foi muito beneficiada com a Lei do Petróleo. Submetida à concorrência, a empresa foi oxigenada. Assimilou novas práticas. Inovou na sua gestão. Construiu novas parcerias. Mudou a sua forma de relacionamento com o governo federal. Apesar do retrocesso causado pelo loteamento de cargos divididos entre o PT e o condomínio de apoio ao governo Lula, o volume de investimentos da estatal deve chegar a US\$ 29 bilhões em 2009, contra pouco mais de US\$ 4 bilhões em 1997.

Mesmo diante desse sucesso, o cenário do setor de petróleo e gás no Brasil é de incerteza. Isso porque, até agora, o governo Lula conseguiu produzir mais sombras do que luz nas discussões sobre o futuro das reservas de petróleo da camada de pré-sal. Desde o fim de 2007, quando foram anunciadas as descobertas no campo de Tupi, acompanhamos uma sucessão de informações desencontradas das autoridades brasileiras nos jornais. Este é um debate que exige, sobretudo, clareza, justamente o que tem faltado, sobretudo neste momento em que o governo diz estar prestes a enviar um novo marco para o setor para discussão no Congresso Nacional.

Até agora, o máximo que se conseguiu foi colocar sob risco um modelo de exploração que se mostrou bem-sucedido nos últimos 12 anos em que vem sendo testado. Pior que isso, lançou-se a ameaça de quebra de regras num setor que demandará investimentos de US\$ 600 bilhões a US\$ 1 trilhão, necessários para extrair petróleo de águas ultraprofundas, nos próximos anos.

Se a intenção é atribuir maiores recursos ao Estado, nenhuma das mudanças sugeridas até agora são necessárias. Para tanto, bastaria alterar os percentuais da participação governamental – notadamente royalties e participação especial – sobre o total faturado nas áreas concedidas. Para isso, é necessária apenas a edição de decretos presidenciais, jamais a implosão de todo um modelo que, em todos os aspectos, provou-se bem-sucedido.

Estamos diante de um tema árido para a maioria dos brasileiros. Em vez de esclarecer, o governo Lula está mais interessado em lançar dúvidas sobre a população para obter dividendos eleitorais para se perpetuar a qualquer custo no poder. Está claro que o Planalto quer tornar a discussão técnica irrelevante. Essa não é nossa estratégia. É contra isso que o ITV tem lutado ao longo dos últimos dois anos.

E a partir de agora contamos com um grande reforço neste momento em que a oposição mede forças com a tropa de choque governista na CPI da Petrobras do Senado e o projeto do Planalto parece que enfim será encaminhado à Câmara. A nota técnica a seguir é o primeiro de uma série de trabalhos do consultor Wagner Freire, ex-diretor de exploração e produção da Petrobras e um dos principais responsáveis pela confecção do engenhoso marco do setor, contratado pelo ITV para ajudar a oposição nessa batalha.

Deputado Luiz Paulo Vellozo Lucas

Presidente do ITV

O ATRASO NA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL PETROLÍFERO DO BRASIL E NO DESENVOLVIMENTO DE SUAS RESERVAS*

Wagner Freire**

Em 8 de novembro de 2006, com os leilões da Oitava Rodada em pleno andamento, ações populares no Rio de Janeiro e Brasília, obtiveram concessão de liminares que motivaram a suspensão da Rodada, quando já haviam sido declarados os vencedores dos blocos oferecidos na Bacia de Tucano Sul, na Bahia, e em um setor de águas profundas da Bacia de Santos. Essas ações questionavam a limitação de número de blocos que cada licitante poderia obter como operador.

O recurso da ANP, interposto sete meses depois junto ao STF, e com parecer favorável da AGU, motivou uma decisão clara da Suprema Corte, em 20 de julho de 2007, suspendendo os efeitos das liminares. Em 8 de outubro de 2007, ocorreu o trânsito em julgado desta decisão, viabilizando, desse modo, a continuidade da Rodada. A Agência, entretanto, não tomou essa iniciativa.

Nesse ínterim, as providências para a Nona Rodada tiveram curso, mas, em 6 de novembro de 2007, 16 dias antes do leilão programado para licitação, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, baixou a Resolução Nº 6, retirando 47 blocos da lista dos oferecidos na Bacia de Santos e Campos, por estarem "*relacionados a possíveis acumulações em reservatórios do Pré-Sal*". Esta Resolução foi editada no embalo de anúncios de descobertas expressivas no *cluster* do chamado Pré-Sal da Bacia de Santos – particularmente o anúncio da Petrobras e companhias associadas de volumes recuperáveis estimados de 5 a 8 bilhões de boe no campo de Tupi. A mesma Resolução, entretanto, determinou à ANP, a "*adoção das providências necessárias para prosseguimento e a conclusão da 8ª Rodada*".

Vários meses se passaram, até que nova Resolução do CNPE, a de Nº 8, de 22 de julho de 2008, determinou que a decisão sobre a Oitava Rodada, fosse adiada “até a próxima Reunião Ordinária” do Conselho”. Alguns dias antes, em 18 de julho de 2008, fora publicado o Decreto do Presidente da República, nomeando uma Comissão Interministerial “com a finalidade de estudar e propor as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas descobertas em área denominada Pré-Sal”. A Décima Rodada, com leilões realizados em 17 de dezembro de 2008, ao não incluir blocos na margem continental brasileira, onde se concentra 90% da produção do país, não atraiu as principais empresas de petróleo e foi das mais fracas realizadas pela ANP.

Discorreremos em detalhes sobre essas medidas e as datas de sua ocorrência para ressaltar o processo lento, inseguro e com pouco embasamento técnico com que a questão, de enorme relevância para o país, vem sendo conduzida. Mais grave é o atraso com que passamos a nos defrontar no processo de avaliação e desenvolvimento do potencial de petróleo do país, estimado em pelo menos três anos. É sempre bom lembrar que a descoberta de Tupi é decorrente de concessões exploratórias concedidas em junho de 2000, ocorridas, portanto, seis anos antes da sua descoberta.

Com relação à limitação de número de blocos por operador, trata-se de medida que vinha sendo adotada pela ANP desde a Quinta Rodada visando a promover concorrência, numa atividade em que esse fator é extremamente importante, para a busca de preços competitivos, inovação e desenvolvimento tecnológico, num país em que esses fatores ainda estão longe de dar sinais de maturidade e consolidação. O “sucesso” inicial das licitações já referidas, fez com que a ANP, por cautela, abandonasse o critério na Nona e Décima Rodadas. Consequências: na Nona Rodada, uma única empresa, estreante no mercado, obteve treze blocos, cerca de 50% dos blocos oferecidos no Recôncavo, uma bacia madura, sem grandes chances de retorno dos investimentos comprometidos; na Décima, em Potiguar, a Petrobras, associada ou não, obteve treze dos quatorze blocos concedidos nessa bacia e na Bacia do Parecis, a Petrobras obteve todos os blocos oferecidos (seis), eliminando os concorrentes.

Quanto à Oitava Rodada, talvez ela tivesse sido restabelecida, não fora a constatação (tardia!), de que alguns blocos concedidos em Santos (e outros que poderiam vir a ser concedidos com a continuidade da rodada) estariam na área do Pré-Sal. A observação *tardia* decorre da constatação de que a primeira descoberta no *cluster* de Santos, Parati, foi anunciada pela Petrobras e parceiros em agosto de 2005, antes mesmo do leilão da Sétima Rodada (outubro de 2005)! Assim, a indústria já sabia do potencial da área muito antes!

Cabem considerações sobre de que “pré-sal” estamos falando, sobre modelos de contrato e respectivas áreas geográficas de aplicação, e unitização. Os depósitos salinos têm grande importância na formação e acumulação dos hidrocarbonetos, podendo os reservatórios nessa relação situar-se abaixo, acima e mesmo no interior de massas salinas. Além disso, os reservatórios podem situar-se abaixo do sal por deposição antes do sal ou por movimentação posterior do sal, para camadas superiores, como é comum no Golfo do México. No Brasil, os reservatórios pré-sal são conhecidos há muito tempo. Estão presentes, por exemplo, no campo de Carmópolis, em Sergipe, descoberto em 1963. Os car-

bonatos do campo de Badejo, descoberto em 1975, na Bacia de Campos, são também pré-sal, porém menos expressivos que os do *cluster* de Santos. Esses reservatórios carbonáticos têm características permo-porosas muito variadas ao longo do reservatório. A Petrobras, baseadas nos dados sísmicos e de poços, delineou a área esperada para os tipos de reservatórios de Tupi, com cerca de 112 mil km², dos quais 38% cobertos atualmente com contratos de concessão. Qual a precisão desse delineamento? Recentemente a Petrobras anunciou a descoberta do campo de Corcovado, na Bacia de Santos, no bloco BM-S-508, da Sétima Rodada, que detém juntamente com a BG, a 800 metros de lâmina de água, mas... fora da área delineada para o Pré-Sal. Há muitas possibilidades em consideração para novas descobertas no pré-sal, fora dessa área e em diversas bacias, ao longo da costa brasileira. A principal dificuldade para avaliá-las tem sido a escassez de sondas adequadas para a perfuração à profundidade em que se encontram esses reservatórios potenciais. A recíproca também deve acontecer: prospectos na área do Pré-Sal podem não ser bem sucedidos. Assim, o critério de se partir para modelos regulatórios diferenciados baseados em critérios geológicos/geofísicos não tem maior sustentação.

Sobre modelos de contrato, acho que é uma questão ultrapassada. O *government take* ou os controles do governo nada têm a ver com o modelo de contrato. Pode-se ter um contrato de partilha de produção pior ou melhor que um de concessão, do ponto de vista de receita líquida do governo ou das empresas. O modelo brasileiro, por ter a Participação Especial disciplinável por decreto, confere ao governo poderes de dosar o *government take* para os níveis que julgar mais adequado. É um excelente modelo, como tem sido amplamente repetido.

Haverá sérias consequências caso se venha a adotar modelos contratuais diferenciados para as áreas de “pré-sal” – o que quer que isto signifique – e para as demais áreas, por suas implicações nos processos de unitização, que invariavelmente ocorrerão, sobretudo o atraso na aprovação dos programas de desenvolvimento. A finalização do processo depende de um razoável conhecimento das reservas que cabem a concessionários que compartilham campos que se estendem por blocos distintos. Primeiro, porque a unitização já é um processo complexo quando os concessionários em disputa estão sujeitos a um mesmo regime regulatório. Imagine-se quando esse regime for diferente! Segundo, porque quando o campo se estende para blocos sem concessões, simplesmente não há como a Agência autorizar seu desenvolvimento. Paliativos, como a Agência assumir o papel do concessionário inexistente ou de conferir o(s) bloco(s) em questão a terceiros, digamos, a um dos concessionários envolvidos, certamente só contribuiriam para complicar mais ainda a situação, até por acabar originando questões legais ou mesmo constitucionais. A solução é partir-se para a imediata licitação dos blocos sem concessão, que apresentem evidências de necessidade de unitização.

Finalmente, a questão de se criar uma nova estatal, inteiramente pertencente ao estado – não se sabe com que com que finalidade –, parece ser mais complexa do que se imagina, pois poderia, de novo, envolver questões constitucionais.

Em resumo, com vistas a se promover o mais rápido desenvolvimento do país, numa relação custo/benefício adequada para a sociedade, precisamos aproveitar

o potencial das descobertas do pré-sal e o predomínio dos hidrocarbonetos na matriz energética mundial, enquanto é tempo.

Esperamos que o bom senso predomine, retomando-se prontamente a Oitava Rodada, resolvendo os problemas dos blocos sem concessões, com potencial de unitização, e que logo possamos nos preparar para a Décima Primeira e as rodadas subsequentes, sempre na expectativa da inclusão de alguma parcela das áreas mais promissoras, atentos ao desenvolvimento e consolidação de um mercado competitivo, propício às inovações e ao desenvolvimento tecnológico no país.

Wagner Freire

Presidente da Associação Brasileira dos Produtores Independentes
de Petróleo e Gás

Rio de Janeiro, 1º de junho de 2009.

** Ex-diretor diretor de Exploração e Produção da Petrobras, ex-presidente da Petrobras América, em Houston, consultor no processo que conduziu à nova Lei do Petróleo. Atualmente é Presidente da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás.

***Artigo publicado na revista Brasil Energia**

Nota:

O artigo foi escrito no dia 1ª de junho. Alguns fatos ocorridos no mês de julho e as notícias divulgadas após a reunião ministerial de 13 de julho requerem destaques não abordados ou considerados no artigo. Primeiro, o insucesso do segundo poço perfurado no promissor Bloco BM-S-22 e a falha mecânica na árvore-de-natal molhada – considerando-se que a Petrobras é a empresa com maior experiência mundial nesse tipo de equipamento –, utilizada no Teste de Longa Duração de Tupi, põe à luz os riscos exploratórios dos prospectos do Pré-sal e os riscos mecânicos associados aos projetos com as peculiaridades do cluster de Santos, que requerem nova apreciação crítica.

Quanto ao Projeto de Regulação do Governo, os indícios são de opção pela mudança da Lei do Petróleo, para adoção da Partilha de Produção e consequente criação de uma empresa 100% controlada pelo Estado, para gerir a atividade.

Trata-se, a nosso ver, um retrocesso, porque apenas muda a natureza do government take, mas não necessariamente seu montante. A nova estatal nada tem a ver com a enxuta estatal norueguesa que administra os recursos financeiros gerados na atividade. Quanto à nova receita do governo, decorrente da partilha da produção, certamente implica numa mudança radical na administração e destinação dos recursos equivalentes à atual Participação Especial.

Além disso, com relação às dificuldades de definição da área do Pré-sal, apontadas em nosso artigo, parece que a saída foi estendê-la a outras áreas geograficamente (e não geologicamente) definidas, abrangendo muitas áreas e bacias não necessariamente associadas a depósitos salinos. Assim, o atual modelo ficaria confinado às atuais concessões, talvez às bacias maduras e, eventualmente, a áreas de alto risco exploratório, o que quer que isto signifique.

A meu ver, a única certeza que temos é que o processo de avaliação do potencial petrolífero do País, inclusive o potencial do Pré-sal, que já está atrasado, ficará irremediavelmente mais atrasado ainda e será necessariamente muito mais complexo. De qualquer modo, resta aguardar o Projeto que irá efetivamente para exame e apreciação do Congresso e o tratamento que lhe será conferido por essa instituição. W.F.,14.07.2009

INSTITUTO TEOTÔNIO VILELA

DIRETORIA

Luiz Paulo Vellozo Lucas
Presidente

Marcus Pestana
Diretor de Estudos e Pesquisas

João Campos
Diretor de Formação e Aperfeiçoamento

Wandenkolk Gonçalves
Diretor de Marketing Político e Eleitoral

Fernando Giuberti Nogueira
Diretor Financeiro



Instituto Teotônio Vilela

Senado Federal, Anexo 1, 17º andar, Sala 1707, Cep 70165-900, Brasília (DF),
Tel.: (61) 3303-4338 / 3224-5282 / 3323-7990 - Fax: (61) 3311-3891
e-mail: itv@itv.org.br | www.itv.org.br | www.twitter.com/ITV45