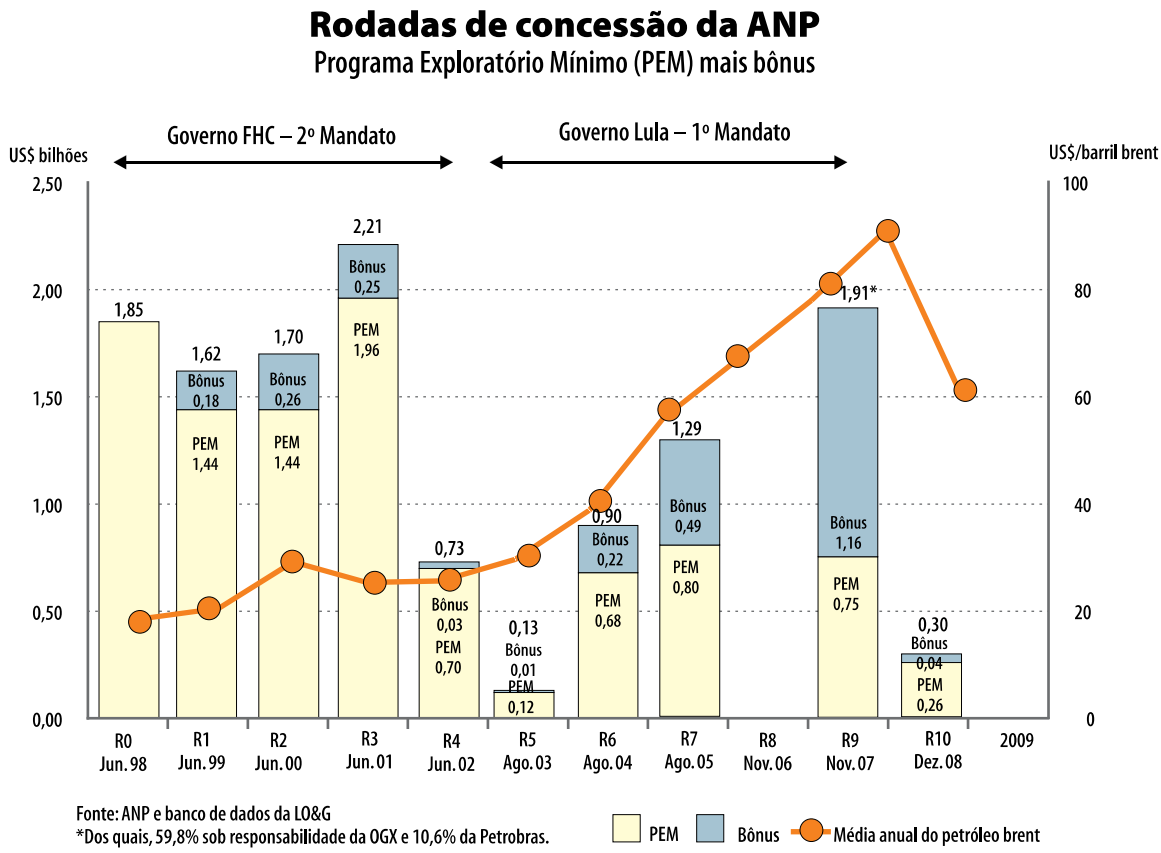
A proposta do governo de um novo marco regulatório para o pré-sal

Wagner Freire

O governo federal, depois de longa discussão interna por conta de descobertas importantes nas áreas que vêm sendo designadas por pré-sal, decidiu enviar ao Congresso um conjunto de Projetos de Lei que altera substancialmente o marco regulatório em vigor. Objeto da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 — a Lei do Petróleo —, o marco atual foi aprovado pelo Congresso após ampla discussão, iniciada na época da promulgação de Emenda Constitucional n.º 9, de 9 de novembro de 1995, que flexibilizou o monopólio do petróleo. Os projetos do governo para as áreas do pré-sal acham-se centrados no PL 5.938/09 que, entre outras medidas, introduz o modelo de partilha da produção para essas áreas e também para áreas que, a critério do governo, forem consideradas estratégicas, em substituição ao atual modelo de concessão.

Há uma diferença básica entre os dois modelos: no contrato de concessão a parte do governo é entregue em recursos financeiros decorrentes da produção e das receitas líquidas das companhias de petróleo, enquanto no contrato de partilha, como o nome indica, a parte do governo é entregue em petróleo e/ou gás, prontamente comercializada. Essas modalidades de contrato variam, nos detalhes, de país para país e o *government take* pode ser maior ou menor, em qualquer dos modelos. Como no contrato de partilha os custos e investimentos de exploração, desenvolvimento e operações de produção são reembolsados pelo governo (pelo equivalente em petróleo ou gás, indexado a preços de mercado), é necessário um cuidadoso controle dos custos alegados pela companhia que produz o petróleo. Esse processo, com frequência, gera disputas e acusações mútuas de fraude ou corrupção. O modelo de concessão adotado no Brasil é peculiar, pois existe um tributo especial chamado Participação Especial que incide sobre a receita líquida de campos com grande produção ou grande rentabilidade, visando a restringir eventuais lucros excessivos das empresas de petróleo. A Participação Especial pode ser ajustada para mais ou para menos mediante simples decreto presidencial. Todavia, uma nova distribuição dos recursos por ela gerados exigiria mudanças na Lei do Petróleo.

O modelo de concessão é típico dos países desenvolvidos, que gozam de estabilidade institucional e suporte jurídico consolidado, como Canadá, Estados Unidos, Reino Unido, Noruega, Austrália, todos grandes produtores de petróleo e gás. O modelo de partilha é empregado na Nigéria, Angola, Líbia, Argélia, Cazaquistão,



China, também grandes produtores, mas com perfis de estabilidade e desenvolvimento bem diferentes. Na Rússia, maior produtor de petróleo e gás do mundo, o modelo preponderante é o de concessão, responsável por praticamente toda produção. Lá existem apenas três contratos de partilha, por sinal com muitas instabilidades regulatórias, aplicados em áreas remotas e de alto risco exploratório/operacional, negociados com companhias estrangeiras no fim dos anos de 1990.

Irrealismo

O governo tem justificado a mudança do modelo regulatório, com a alegação de que o mesmo lhe confere maior controle sobre a produção e sua destinação. Nada mais irrealista. O nível de produção, em qualquer dos modelos, não pode ser regulado por razões técnicas ou contratuais. A forma usual de se controlar a produção potencial é pela frequência das licitações e pela atratividade exploratória dos blocos oferecidos. Esta forma de controle já é praticada pelo governo brasileiro, embora de maneira inadequada, ao não retomar a 8ª Rodada de Licitações, ao eliminar áreas do pré-sal das rodadas subsequentes, e ao não realizar, até hoje, a 11ª Rodada. Já são mais de quatro anos sem licitações de novas áreas ou de oferta de áreas mais atraentes, com enorme prejuízo para avaliação do potencial de petróleo do país. Quanto ao destino da produção em si, é sempre bom lembrar que passados 12 anos da Lei do Petróleo, 97% da produção de petróleo

pertence à Petrobras, empresa controlada pelo governo.

Na verdade, as empresas de petróleo estão habituadas a lidar com os dois modelos, mas se não há diferença essencial entre eles, nem do ponto de vista de arrecadação, nem no de geração de benefícios para o desenvolvimento do país, por que mudar?

Mais grave, é que foram introduzidas algumas disposições nos PLs, que distorcem práticas consagradas da indústria ou ferem princípios legais e constitucionais.

Primeiro, é conferido à Petrobras a condição de operadora única em todos os contratos de partilha da produção, juntamente com a obrigação de sua participação em todos os contratos, no percentual mínimo de 30%, mesmo que isto não seja de seu interesse. Segundo, é conferida ao governo a possibilidade de adjudicar à Petrobras, sem licitação, uma quantidade indeterminada de blocos no pré-sal ou em áreas consideradas estratégicas pelo Executivo. São condições que podem prejudicar a própria Petrobras, sendo ao mesmo tempo extremamente restritivas ao desenvolvimento e à inovação tecnológica do setor no Brasil. Esta política inibe a adoção de meios e equipamentos de perfuração, de produção e de transporte mais eficientes e mais econômicos e, pior ainda, impõe um freio no processo de internacionalização das empresas brasileiras que produzem equipamentos e prestam serviços especializados. A questão assume aspectos mais relevantes quando se considera que estamos lidando com situações exploratórias e operacionais que implicam em enormes desafios. Não há, na indústria de petróleo, a nível mundial, quer se adote o modelo de partilha ou de concessão (ou mesmo de contratos de serviço), qualquer situação semelhante. Trata-se de um enorme retrocesso no desenvolvimento de uma indústria de petróleo competitiva no Brasil.

Government Take

Inicialmente o governo divulgou a área do pré-sal (relativa à presença de reservatórios carbonáticos algálicos Aptianos) como sendo de 112 mil km² (dos quais, 62% com blocos não concedidos). Mas ao apresentar o Projeto, resolveu ampliá-la, em direção ao continente (águas rasas das bacias de Campos e Santos), estendendo-a para 149 mil km², abandonando os conceitos geológicos, passando a incluir, desse modo, a área onde se situam os campos de "pós-sal" responsáveis por 85% da atual produção brasileira de petróleo.

Cabe observar que a propaganda promovida pelo governo procurou sempre enfatizar a enorme riqueza a ser gerada pelo pré-sal, despertando em todos o interesse pela sua distribuição. Com o tempo, começou a se consolidar a ideia de que tal riqueza levaria de uma a duas décadas para se materializar, e em um valor absolutamente incerto. Assim, os debates na Câmara passaram a se concentrar na antecipação da distribuição dessas riquezas. Como os recursos financeiros que virão dos campos que estarão sujeitos ao modelo de partilha são incertos, que tal rever a distribuição, já agora, para os campos da área artificialmente "estendida" do pré-sal? Não houve dificuldade para a Câmara aprovar o aumento dos *royalties* de 10% para 15% nos futuros contratos de partilha do "pré-sal" estendido. Mas as disputas, a nível estadual e municipal, pela antecipação de nova distribuição de *royalties* e Participação Especial para

As atribuições dadas a Petro-Sal são tão complexas que fica difícil avaliar se há condições de surgir uma empresa "enxuta" e eficiente

o "pré-sal" estendido estão longe de chegar a um consenso. E esse debate tem implicações, igualmente, no montante do *government take* destinado ao Fundo Social.

Cabe ressaltar ainda a questão do risco exploratório e do potencial dos recursos de petróleo e gás a serem incorporados às nossas reservas. Os modelos de acumulação petrolíferas ligadas aos depósitos evaporíticos (sais e carbonatos), no mundo inteiro, são significativos. A caracterização mais precisa dos prospectos só se tornou possível após aperfeiçoamentos relativamente recentes da tecnologia de sísmica 3D, desenvolvida fora do Brasil. Outro fator complicador é a associação das descobertas com reservatórios carbonáticos, de previsibilidade de comportamento de produção bastante incerta. Muito embora esses reservatórios, batizados de pré-sal, se estendam do litoral de Santa Catarina ao Espírito Santo, há enormes diferenças quanto ao potencial de produção. No *cluster* de Santos, o potencial de produção é bem maior que no Parque das Baleias, ao Norte da Bacia de Campos, em que pese às condições operacionais serem consideravelmente melhores nessa última região. No debate sobre a questão, o governo oculta a diferença entre sucesso, ou risco exploratório, e sucesso comercial.

Cautela

Quanto às expectativas de reservas, vale ressaltar, que após o anúncio da primeira descoberta no cluster de Santos, em agosto de 2005, Parati (que, tudo indica, é subcomercial), não houve qualquer "declaração de comercialidade". Na verdade, a Petrobras e seus parceiros, promovem atualmente um Teste de Longa Duração (TLD) no campo de Tupi, justamente para se certificarem do comportamento dos reservatórios. Por isso mesmo, a empresa é cautelosa em anunciar os números do volume recuperável estimado. Como foi amplamente divulgado, Tupi tem de cinco a oito bilhões de boe (barris de óleo equivalente), Iara de três a quatro bilhões de boe e Guará de 1,1 a dois bilhões de boe. Somando tudo, chegamos às cifras de nove a 14 bilhões de boe. A comparação com as atuais reservas provadas brasileiras, de 14,7 bilhões de boe, tem que ser feita com cautela, pois são volumes conceitualmente diferentes e levará tempo até que os volumes estimados dos campos do pré-sal sejam ou não comprovados.

Convém sempre lembrar que os campos de petróleo têm sua produção reduzida, inexoravelmente, à taxa de 8% a 10 % ao ano, e que consumimos atualmente quase um bilhão de barris por dia de petróleo. Será que vamos ter, algum dia, reservas provadas semelhantes às da Arábia Saudita (264 bilhões de barris de petróleo), como chegou-se a divulgar, ou mesmo às do Cazaquistão (40 bilhões de barris de petróleo)? Não há fundamento técnico para essas afirmações e é muito pouco provável que elas se materializem.

Os campos referidos no *cluster* de Santos algum dia vão entrar em produção regular e esperamos que venham a pagar Participação Especial, como alguns dos excelentes campos do "pós-sal" da Bacia de Campos. "Esperamos", porque os custos de exploração, desenvolvimento, e operacionais desses campos serão consideravelmente mais elevados que os custos correntes em Campos e, além disso, o óleo a ser produzido deverá estar na faixa de preços de 86% do Brent.

Ainda sobre os riscos exploratórios, cabe

Não há justificativa técnica, econômica, estratégica, ou ao desenvolvimento do país, para adotar o modelo de partilha da produção

registrar que os poços de extensão de Azulão e Corcovado foram secos. O mesmo aconteceu com um poço para objetivos pré-sal a Oeste do campo de Parapitinga. Os três poços para objetivos profundos (pré-sal) perfurados em Roncador, Marlim e próximo a Espadarte foram secos ou subcomerciais. Destaca-se um pouco mais ao Norte de Roncador, a descoberta de Wahoo, da independente Anadarko, única descoberta sem a presença da Petrobras, e semelhante às ocorrências do Parque das Baleias. No conjunto de campos do Parque das Baleias, dos seis poços perfurados para o pré-sal, quatro deram resultados positivos. Mais ao Norte, os dois perfurados com esses objetivos foram secos. De qualquer modo as ocorrências no Parque das Baleias são bem menos significativas que as do *cluster* de Santos. A propósito, a Petrobras acaba de divulgar as reservas provadas no pré-sal dos campos de Baleia Franca e Baleia Azul: são de 0,18 bilhões de boe.

Os procedimentos para definição de direitos das empresas de petróleo descobridoras de um campo que ultrapasse os limites do bloco da descoberta é sempre complexo, pois o campo não pode ser desenvolvido sem que seus limites e os direitos das partes envolvidas estejam bem definidos. A questão se complica caso os blocos tenham modelos de contratação distintos (concessão e partilha). Complicam-se também quando o bloco para onde se estende o campo não foi concedido ainda. A questão é mal equacionada nos PLs, primeiro porque revoga as disposições pertinentes da Lei do Petróleo (e os direitos adquiridos?). Segundo, com relação ao caso de bloco não concedido, o PL define que a União contrataria a Petrobras (sem licitação!) para "avaliação" do bloco, que será concedido, não se sabe quando, nem como ou para quem (muito provavelmente para a Petrobras). Terceiro, promove a resilição dos contratos das partes envolvidas caso não cumpram, no prazo estipulado pela ANP, suas determinações sobre a matéria. E quarto, acaba com a figura do recurso à arbitragem recomendado pelas regras internacionais previsto na Lei do Petróleo. A instabilidade gerada por essas disposições é desconcertante.

Complexidade

A Petro-Sal será a empresa pública criada para gerir a participação da União nos contratos de partilha. As atribuições que lhe são conferidas são tão complexas que fica difícil avaliar-se se há condições de se constituir uma empresa "enxuta" e eficiente. A gestão das *joint-ventures* das empresas de petróleo que atuam em exploração e produção (E&P) não é para iniciantes. A União não assume os riscos do projeto, mas possui a maioria dos membros do Comitê de Operações, sua presidência, tem o direito de veto e assume responsabilidades difíceis de conciliar com os interesses das empresas de petróleo, inclusive com os da Petrobras. O que acontece quando a "enxuta" e recém-nascida Petro-Sal discordar do programa de desenvolvimento da Petrobras, senhora de 56 anos, com um corpinho de 60 mil empregados? A Petro-Sal deverá também (sic) "analisar os dados sísmicos fornecidos pela ANP e pelos contratados sob regime de partilha da produção"?

Cessão à Petrobras de direitos de E&P sem licitação e aumento do seu capital são disposições objeto do PL

A forma usual de se controlar a produção potencial é pela frequência das licitações e pela atratividade exploratória dos blocos oferecidos

5941/09 que, na verdade, ignoram que Petrobras é empresa privada, controlada pelo Governo Federal, embora este detenha somente 32% de seu capital total. O PL prevê a adjudicação de contratos à Petrobras, sem concorrência, pelo regime de concessão (mas sem a possibilidade de pagamento de Participação Especial!), limitando seus direitos de produção a cinco bilhões de barris de petróleo equivalente. Trata-se de Projeto bastante elaborado, mas com muitas incertezas regulatórias. Como o governo federal, através do Ministério da Fazenda, é parte integrante do processo decisório de preço, cabe analisar com cuidado a questão de conflito de interesses. Felizmente, há muitos especialistas no país que podem avaliar melhor essas questões. Também o mecanismo de aporte de capital é muito complexo, parecendo-nos discutível sua conformidade com as disposições da Lei das Sociedades Anônimas, da CVM e das entidades fiscalizadoras nacionais e estrangeiras do mercado de ações. Os minoritários, inclusive os trabalhadores chamados a aportar recursos do FGTS no último aumento de capital, foram esquecidos. Certamente a Petrobras vai precisar de muitos recursos para o pré-sal, mas receamos que a fórmula elaborada, caso aprovada, possa ser insuficiente.

Benefícios

A Lei do Petróleo trouxe considerável progresso às atividades de E&P no Brasil. Modernizou a Petrobras e colocou-a entre os grandes *players* do mercado. Permitiu notável ingresso de capital no país e atraiu um grande número de empresas brasileiras e estrangeiras para a atividade. Permitiu um bom aporte de tecnologia e despertou o interesse dos fabricantes de equipamentos e dos prestadores de serviço. Falta incentivá-los e dar condições para que se internacionalizem a partir da base brasileira.

As descobertas do pré-sal são decorrentes de blocos concedidos na 2ª Rodada da ANP, em 2000. Mas há muito por fazer. O país tem ainda um enorme potencial de petróleo nas bacias terrestres e marítimas para ser descoberto e desenvolvido, inclusive em outras áreas ligadas aos depósitos evaporíticos. O processo de exploração não pode parar. Precisamos de mais investimentos, mais competidores, mais inovação tecnológica, enquanto há tempo. O modelo atual pode e deve ser melhorado. Pode-se também redistribuir os recursos adicionais que serão gerados. Porém, não se pode ignorar que a indústria de petróleo no Brasil já atingiu um grau de maturidade que não suporta mais improvisações. O modelo brasileiro de concessões, pela inclusão da Participação Especial, pela transparência do processo licitatório e pelas ações da ANP precisa ser fortalecido. A atividade de E&P é complexa, é desafiante, é empolgante, é generosa para quem se dedica com afinco dentro das boas práticas da indústria. Não há qualquer justificativa técnica, econômica, estratégica, ou do ponto de vista do desenvolvimento do país, para introdução do modelo de partilha da produção. Já passou a era das disposições estatizantes e fora das boas práticas da indústria. Esperamos que o Congresso Nacional, ao retomar seus trabalhos, leve em conta essas considerações.

Wagner Freire é ex-diretor de Exploração e Produção da Petrobras

No contrato de concessão, o governo recebe recursos da produção e das receitas líquidas das empresas; e no de partilha, em petróleo e/ou gás