O BRASIL DO PRÉ-SAL E A ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO (OPEP)

Pedro Silva Barros*
Luiz Fernando Sanná Pinto**

1 Introdução

A partir de 2006, as descobertas de campos com imensas reservas de petróleo na plataforma marítima brasileira revelou o início de uma nova realidade geológica para o país e para a indústria petrolífera internacional: a província do pré-sal, mapeada em uma região que vai do norte de Santa Catarina ao sul do Espírito Santo. Diante disso e das perspectivas de produção e consumo, estima-se que, em dez anos, o Brasil obterá um excedente de cerca de 2 milhões de barris diários (Mbd) de petróleo. Coloca-se, assim, entre outros, o debate sobre as possíveis estratégias de inserção internacional de um país exportador de petróleo cru e/ou seus derivados. Será inevitável, num futuro próximo, um debate nacional para sopesar os ônus e os bônus advindos de um possível ingresso do Brasil na Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Criada no dia 14 de setembro de 1960, a OPEP, que acaba de completar 50 anos, nasceu para defender os interesses dos países exportadores em suas relações com as corporações estrangeiras e com os países consumidores. Após ter seu auge nos anos 1970 e perder importância nos anos 1990, a OPEP voltou a ganhar relevância na última década, quando houve um movimento casado de aumento dos preços da energia e de aumento da participacão das empresas nacionais de petróleo nesse mercado. Este artigo pretende apresentar as características e a evolução da OPEP e a pertinência da associacão do Brasil à Organização após as descobertas do pré-sal.

2 A OPEP

A partir do pós-Segunda Guerra Mundial, com a difusão dos bens de consumo duráveis e do *american way of life*, a economia se "petrolizou", na medida em que essa matéria-prima ultrapassou todas as suas concorrentes como principal fonte de energia do mundo industrial. De 1945 a 1973, embora a demanda por petróleo tenha crescido a taxas superiores a 7% ao

* Técnico de Pesquisa e Planejamento da Diretoria de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais (Deint) do Ipea e titular da missão Instituto em Caracas, Venezuela.
** Pesquisador do Programa de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) junto à Deint/Ipea.

ano (a.a.), o preço apresentou tendência permanente à queda, já que as reservas e a produção de petróleo barato do Terceiro Mundo cresceram ainda mais rapidamente (YERGIN, 2008; TORRES FILHO, 2007). Entretanto, essa tendência se sustentava em arranjos institucionais que definiam a distribuição da renda petroleira entre os principais *players* da indústria: as companhias internacionais de petróleo (CIPs);[1] os Estados nacionais exportadores; e os Estados consumidores.

Por meio de acordos interfirmas e articulações com seus Estados de origem, as companhias internacionais de petróleo conseguiram organizar o seu acesso às reservas de petróleo barato dos países exportadores, de modo a controlar a produção fora dos Estados Unidos, onde os altos custos relativos de extração e a política da Texas Railroad Commission garantiam a existência de uma elevada capacidade de produção ociosa.

Conquanto os preços do petróleo tivessem permanecido relativamente baratos até meados de 1973, foi a partir da segunda metade da década de 1950 que os arranjos institucionais criados no pós-guerra começaram a ruir: a União Soviética, então excluída do mercado mundial de petróleo, dobrou sua produção e promoveu agressiva política de exportação para o bloco capitalista; as companhias independentes, insatisfeitas com sua exclusão das fontes de petróleo barato do Oriente Médio, decidiram oferecer acordos de partilha de resultados muito mais favoráveis aos Estados proprietários dos que os que as *majors* ofereciam, adquirindo, assim, algumas concessões; e os Estados Unidos, no intuito de proteger a renda de seus produtores, impuseram, a partir de 1959, cotas para o petróleo importado.

Logo, houve um *oil glut* que pressionou os preços para baixo. As companhias internacionais, que não estavam dispostas a ver os seus ganhos extraordinários minguarem, decidiram baixar unilateralmente o preço de referência do petróleo pago aos países do Oriente Médio, numa ação que estimulou movimentos reativos por parte dos Estados proprietários das grandes jazidas de óleo barato: reunidos na Conferência de Bagdá, instituíram, no dia 14 de setembro de 1960, a OPEP, num acordo que previa o estabelecimento: *i*) de uma comissão consultiva de petróleo; *ii*) de políticas coordenadas para defender a estrutura de preços; e *iii*) de auxílio mútuo na criação de companhias estatais em todos os países-membros.

A proposta da OPEP foi inspirada no modelo de funcionamento da Texas Railroad Commission, cujo objetivo básico era garantir a estabilidade dos preços do petróleo no mercado norte-americano por meio de uma política de controle de produção. Para que o cartel pudesse agir dessa maneira, era preciso que os países-membros tivessem o controle direto sobre a produção, o que só passou a ocorrer a partir da década seguinte.

Em pouco tempo, os fatos acima mencionados, somados ao enorme declínio da capacidade ociosa dos Estados Unidos, às turbulências geopolíticas e à instabilidade do sistema

1. Expressão utilizada para designar as companhias que, na primeira metade do século XX, definiram o modelo de desenvolvimento da indústria petrolífera mundial. Muitas delas se destacaram por deter as principais concessões das grandes reservas de petróleo barato na Venezuela, Indonésia e no Oriente Médio. Nesse sentido, as CIPs eram: Standard Oil of New Jersey (Exxon), Royal Dutch-Shell, British Petroleum, Gulf Oil, Chevron, Mobil Oil e Texaco. Mais tarde, importante dirigente da companhia estatal de petróleo italiana apelidaria esse grupo de "sete irmãs". Outros, entretanto, designam o grupo de *majors* ou *Big Oil*.

monetário internacional, deflagraram um conflito distributivo intenso, expresso, sobretudo, na volatilidade dos preços.

Os Estados exportadores, beneficiados pelo aumento de seu poder de barganha – em função dos preços altos, da atuação conjunta e do controle sobre vultosas quantidades de recursos líquidos –, lançaram mão de uma política de "participação direta" no negócio petroleiro, ou seja, de construção de companhias nacionais de petróleo e de aquisição dos direitos sobre as reservas que haviam sido concedidas às companhias internacionais. Sucedeu, então, uma mudança radical no panorama petrolífero mundial. As *majors*, que controlavam financiamento, tecnologia e mercado, passaram a não mais ter acesso às reservas – se em 1970 elas controlavam 85% das reservas internacionais, dez anos depois, em 1980, esse número não chegava a 12%, enquanto hoje não chega nem a 6% (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2008).

Durante a década de 1970, a OPEP chegou a regular o mercado internacional de petróleo, administrando os preços e os suprimentos. Apesar disso, os conflitos entre os países-membros não foram incomuns e as condições dos anos 1980 chegaram a diminuir muito a influência da Organização – o que se refletiu nas diferentes estratégias da Arábia Saudita ao longo da década. Convertida em *swing producer* entre os anos 1970 e início dos 1980, coube à sua estatal aumentar e diminuir a produção para que o preço almejado fosse alcançado.[2]

O esforço saudita, entretanto, esbarrou nos *free riders*: exportadores dos campos que ganharam viabilidade em meio ao ciclo de alta dos preços da década de 1970 – Mar do Norte, Golfo do México –, e que não faziam parte da OPEP, embora se beneficiassem de sua política, na medida em que ganhavam fatias de mercado sem que houvesse muita pressão para uma baixa nos preços.

Em 1985, a capacidade ociosa da Arábia Saudita chegou a 80%, com a sua receita tendo caído de U$ 119 bilhões para U$ 20 bilhões em apenas quatro anos. Foi então que Riad decidiu inverter sua estratégia, de modo a retomar o *market share*: a ideia era colocar como prioridade a defesa do volume de produção e não os preços, adotando os *netback deals* – acordos em que os preços a serem pagos pelo petróleo acompanham o mercado à vista de derivados, com a subtração de uma margem que remunera os custos ao longo da cadeia, fazendo com que transportadores, revendedores, distribuidores e refinadores também ganhem com volumes crescentes, pouco se interessando com a queda nos preços (YERGIN, 2008).

Com isso, produziu-se o contrachoque de 1986, que diminuiu enormemente os preços do barril. Logo, os Estados Unidos e os outros produtores de mais alto custo decidiram negociar com a Arábia Saudita e os demais exportadores de baixo custo. Feitas as negociações, estabeleceu-se um acordo entre os países da Agência Internacional de Energia (AIE)[3] e a OPEP,

2. A Arábia Saudita converteu-se numa sorte de "ofertante em última instância" no mercado internacional de petróleo, em função da quantidade de reservas que sua empresa nacional controla, dos baixos custos de sua produção e de sua capacidade técnica de aumentar e diminuir a quantidade de cru no mercado em curto espaço de tempo (ver YERGIN, 2008; TORRES FILHO, 2007).
3. Instituição criada pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) em 1974, como resposta à atuação da OPEP e ao embargo realizado pelos países árabes.

em que se previa a manutenção de uma política de "flutuação suja", na qual os países atuariam no sentido de garantir o preço do barril dentro de uma banda que tinha um piso e um teto.

Para o contexto da época, o piso era alto o suficiente para garantir a produção americana e o teto era baixo o suficiente para auxiliar as políticas de combate à inflação e para pressionar por uma desvalorização dos direitos de propriedade da terra dos Estados exportadores – condição fundamental para que as CIPs pudessem ter maior margem de manobra em seus intentos de incluir reservas em seus inventários.

Essa pressão foi fundamental para que se deflagrasse na indústria petrolífera a tendência liberalizante das décadas de 1980 e 1990, quando ocorreram privatizações, aberturas ao capital estrangeiro, flexibilização de monopólios estatais e diminuição de impostos, taxas e *royalties*.

De modo geral, os preços permaneceram em patamares relativamente baixos durante toda a década de 1990, tendo alcançado o valor mais baixo em 1998, quando houve, inclusive, uma implosão momentânea na estrutura cooperativa da OPEP, com os países, no afã de aumentar a sua fatia de mercado, tendo produzido além de sua cota.

Com exceção desse interregno de 1998, foi só a partir dos anos 2000 que os preços do petróleo voltaram a sair do controle – dessa vez, para cima –, alcançando patamares que poucos poderiam imaginar alguns anos antes. No dia 11 de julho de 2008, o preço do barril (*Brent*) chegou a atingir a marca de U$ 143,9. Não cabe aqui uma análise de todos os fatores que determinaram essa escalada de preços. O importante é apontar que tal fenômeno está relacionado, também, com a rearticulação e a reorientação da OPEP, a partir de 1999 e 2000, quando teve início um processo de diminuição da capacidade produtiva ociosa planejada e foi estabelecida, junto com a AIE, nova banda de preços, cujo teto era U$ 28 e o piso U$ 22.

De lá para cá, os países-membros da OPEP mudaram de estratégia algumas vezes: até 2003, decidiram que sua oferta deveria acompanhar a demanda incremental, de modo a evitar que os preços ficassem por muito tempo fora da banda. A partir de então e até meados de 2007, a estratégia passou a ser outra, porquanto a OPEP tinha permitido que a demanda incremental fosse suprida pelos produtores marginais,[4] o que contribuiu para forçar os preços para muito acima da banda. Quem liderou esse movimento foi a Arábia Saudita, que pouco expandiu sua capacidade de produção entre 2003 e 2006, promovendo nova diminuição da capacidade ociosa. A situação só se alterou novamente a partir de 2007 e 2008, quando, em face das evidências de "destruição de demanda"[5] e da perspectiva de

4. "Denomina-se produtor marginal o produtor que equilibra o mercado 'na margem', i.e., aquele que oferta os últimos volumes requeridos para igualar a oferta e a demanda de mercado. De acordo com a racionalidade econômica, em geral, tal produtor tem custos maiores que os anteriores, o que implica o aumento do preço de mercado quando sua oferta adicional é requerida para equilibrar oferta e demanda. Ressalte-se que, no mercado de petróleo, há produtores da OPEP (sobretudo, a Arábia Saudita) que poderiam atender a demanda a custos mais baixos que o produtor marginal atual (óleos extra-pesados canadenses). Todavia, faz parte da estratégia dos países da OPEP permitir que o atendimento da demanda adicional seja feito pelo produtor de maior custo, de tal forma que os países membros da OPEP, com menor custo, se apropriem da renda econômica (ricardiana) gerada no mercado" (EPE, 2008, p. 44).

5. É importante enfatizar que, a despeito de essa tendência de "destruição da demanda" se manifestar a partir de 2007, houve, no final desse ano e na primeira metade do ano seguinte, uma explosão nos preços do petróleo, mas a mesma se deu em função da "corrida pela liquidez" deflagrada pela crise do *subprime*. Dado o alto risco das operações com certos ativos financeiros, os investidores institucionais transferiram seus recursos para ativos mais "seguros", no que o mercado futuro de *commodities* afigurou-se como uma boa alternativa, já que os papéis negociados são fáceis de serem transacionados e as perspectivas de rentabilidade nas operações superam as dos títulos do Tesouro norte-americano. Logo, a elevação dos preços do petróleo entre setembro de 2007 e julho de 2008 se deve, em grande medida, a fatores puramente especulativos.

investimentos em outros combustíveis líquidos, Riad decidiu ampliar seus investimentos em exploração e produção, objetivando aumentar a capacidade ociosa e retomar a condição de produtor *swing* de petróleo.

Integrada por Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita, Venezuela, Qatar, Líbia, Emirados Árabes Unidos, Argélia, Nigéria, Equador e Angola, a OPEP detém 76% das reservas e 44,8% da produção de petróleo do mundo (BP, 2009).

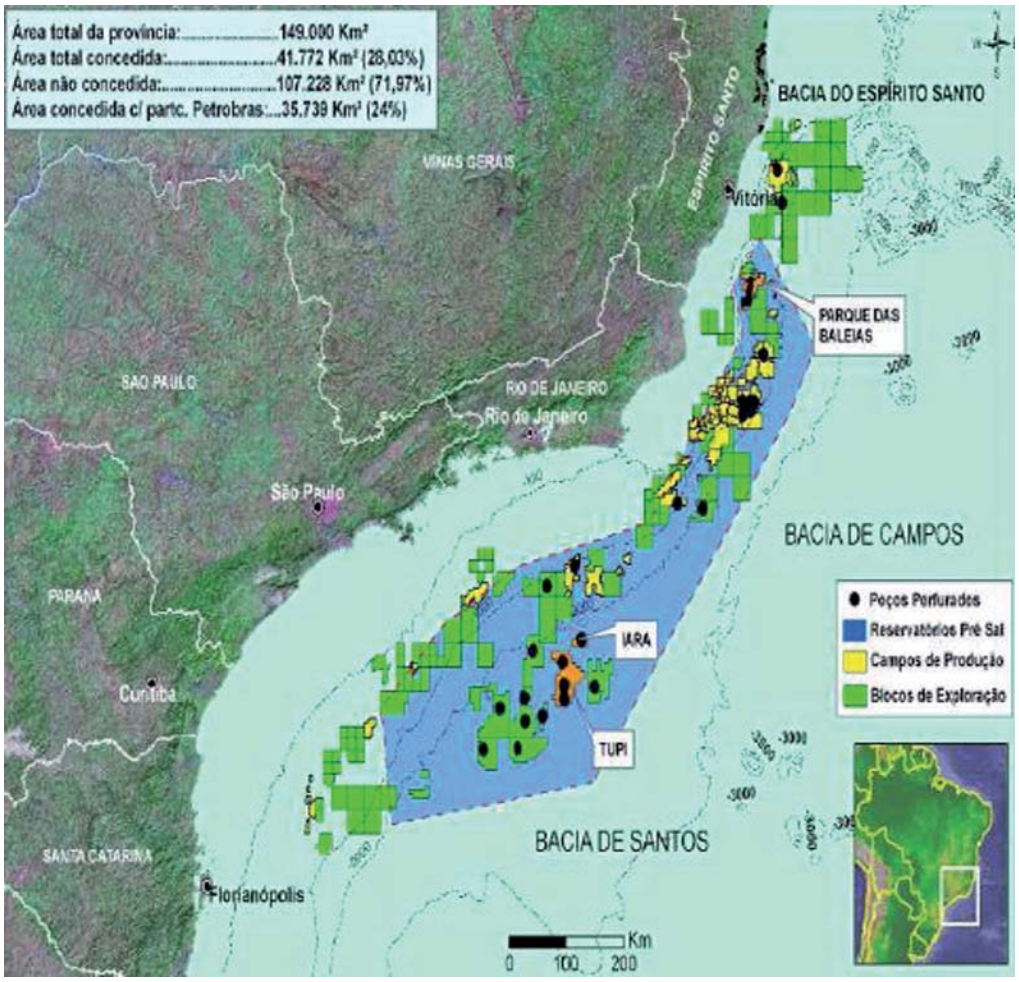
3 O Brasil do pré-sal

Em abril de 2006, no lançamento da P-50, maior plataforma brasileira, o país comemorou a conquista da autossuficiência na produção de petróleo, alcançando o sonho que deu origem à Petrobras. Alguns meses depois, em agosto, como resultado de um enorme esforço de engenharia, a Petrobras, liderando um consórcio com a British Gas e a Partex, encontrou petróleo no poço RJS-628 A (mais tarde batizado de Tupi), depois de perfurar mais de 5 mil metros desde a superfície do mar, atravessando uma camada de sal. As análises indicaram reservas do campo entre um intervalo de 5 bilhões de barris e 8 bilhões de barris de petróleo. O êxito levou à perfuração de mais poços, com destaque para Yara, na Bacia de Santos, com intervalo de 3 bilhões de barris a 4 bilhões de barris, e para Baleias, na Bacia de Campos, com intervalo de 1,5 bilhão de barris a 2 bilhões de barris. Essas descobertas revelaram-se o início de uma nova realidade geológica para o Brasil e para a indústria petrolífera internacional: a província do pré-sal, mapeada em uma região que vai do norte de Santa Catarina ao sul do Espírito Santo.

Embora todo o potencial do pré-sal ainda não tenha sido mapeado, o reconhecimento desses primeiros poços já catapultou as reservas de petróleo do país para um lugar entre as dez maiores do mundo, conformando um lastro que fortalecerá a inserção internacional autônoma reivindicada pelo Brasil.

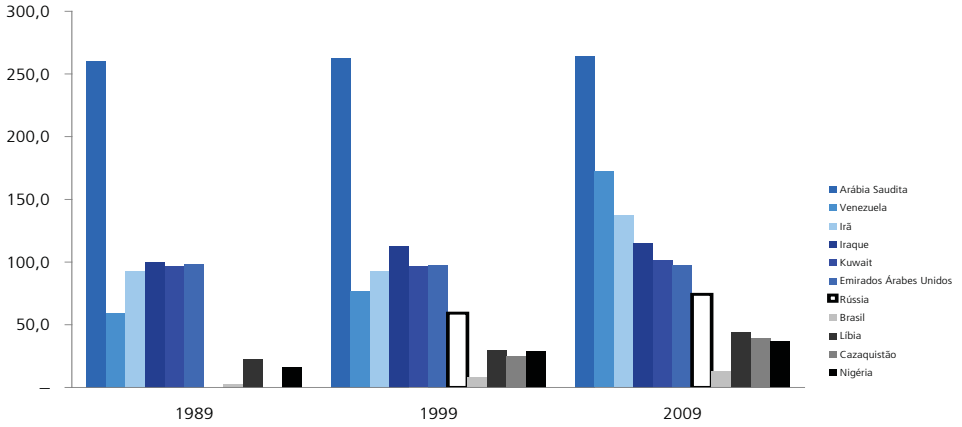
O debate sobre o gerenciamento da exploração e produção do pré-sal envolve questões estratégicas que dialogam com o desafio de desenvolvimento do país e a sua inserção internacional. Embora as duas dimensões não possam ser dissociadas, enfocaremos, aqui, o tema da inserção internacional. Em primeiro lugar, o debate envolvendo a exportação. A Petrobras estima que, em dez anos, a produção do pré-sal corresponderá a 1,815 milhão Mbd de petróleo, ou 46% da produção total do Brasil. Esse montante, somado aos 3,9 Mbd que se espera que a Petrobras produza fora do pré-sal (incluindo fora do país) e a 1,1 Mbd que se espera que as outras empresas que atuam no Brasil produzam, conformaria uma produção diária de 5 milhões de barris em 2020. Com isso e diante das perspectivas de consumo no Brasil, a produção de 5 Mbd geraria um excedente de cerca de 2 Mbd, invertendo drasticamente o movimento tradicional da balança comercial de petróleo e derivados do país. Além disso, com os contratos de partilha do pré-sal, parte considerável do excedente será de propriedade da União, que poderá decidir se vai exportar o petróleo bruto ou seus derivados, e para quem.

FIGURA 1
Extensão da província do pré-sal



Fonte: Estrella (2009).

GRÁFICO 1
Petróleo: as maiores reservas provadas e potenciais
(Em bilhões de barris)



Fonte: BP (2009); US Geological Survey (2009); para 2010, foram contabilizadas as novas reservas do pré-sal e as reservas comprovadas pela Venezuela na faixa do rio Orinoco.

Sem dúvida, pode haver uma tensão entre o mercado internacional, cujo interesse é uma exploração com maior intensidade e o mais rápido possível, e o interesse nacional de impulsionar as estratégias de desenvolvimento do país. Nesse sentido, coloca-se, entre vários outros assuntos, o que diz respeito à possibilidade de envolvimento do país com a OPEP.

4 O Brasil e a OPEP

Em setembro de 2008, representante do Irã convidou o Brasil para se associar à OPEP. Para o Brasil, uma das leituras possíveis é a de que o principal bônus advindo do ingresso na Organização seria político, secundado por algumas oportunidades no campo econômico. O país teria voz e voto num dos principais centros de decisão das relações internacionais: com o acirramento da "corrida por recursos naturais", o papel da Organização num mundo com poder menos concentrado tende a se fortalecer, projetando a influência dos exportadores. Atores-pivô do Movimento dos Países não-Alinhados, do G-77 e da Liga Árabe, os países-membros da OPEP também podem promover o multilateralismo ativo do Brasil, apoiando as posições do país nas principais organizações intergovernamentais. O adensamento das relações com países que tradicionalmente acumulam grandes superávits na balança de transações correntes pode trazer benefícios econômicos – investimentos e exportações. Contatos estabelecidos e a prática da cooperação na área petrolífera podem extrapolar os eixos de atuação da OPEP, favorecendo o desenvolvimento da capacidade produtiva brasileira, de modo a impulsionar a conversão do país no quarto polo fornecedor de bens e serviços para a indústria do petróleo,[6] ocupando os mercados dos países da América do Sul e do Oeste da África.

Ademais, o argumento de que a exportação de cru não seria o ideal pode ser contestado: o mercado internacional de derivados é consideravelmente menor do que o de petróleo bruto. As margens de refino, isto é, o lucro gerado a partir da industrialização de um barril de petróleo bruto, transformado em gasolina, diesel e outros combustíveis, têm sido reduzidas, e devem permanecer mínimas nos próximos anos.[7] A tecnologia de refino não qualificaria a base produtiva nacional[8] – uma alternativa seria usar os recursos de exportação do petróleo cru para investir em setores realmente de ponta, gerando capacidade tecnológica endógena.

Entretanto, outra leitura possível é a de que o ingresso na OPEP não seria vantajoso para o Brasil. Diferentemente do que se observa nos países-membros da Organização, em que as estatais petrolíferas são mais instrumentos fiscais do que propriamente empresas integradas, as CIPs têm pouca influência no Brasil. Isso reduz os ganhos de cooperação com

6. Os outros três polos são: *i*) o do Golfo do México, concentrado em Houston; *ii*) o do Norte da Europa, concentrado no Reino Unido e na Noruega; e *iii*) o asiático, concentrado em Cingapura.
7. As razões apontadas são duas: *i*) o declínio na demanda global, ancorada pela crise; e *ii*) a proliferação de novas refinarias na Ásia e no Oriente Médio. Entre 2007 e 2009, o preço chegou a cair 60%. As grandes empresas do setor, como a British Petroleum, a Royal Dutch Shell, a Chevron Corp., a ConocoPhillips e a Valero Energy Corp., chegaram a reduzir suas operações em refino frente aos preços internacionais.
8. Importante frisar que haverá, de qualquer forma, a necessidade de ampliar significativamente a capacidade de refino para responder à crescente demanda interna, que supera essa capacidade com um consumo de derivados acima da média mundial.

os outros Estados proprietários, na medida em que a necessidade de se aumentar o poder de barganha nas relações com investidores externos e consumidores é relativamente menor. A ideia de que entrar na OPEP ampliaria a participação do país nos centros internacionais de decisão também pode não se coadunar com a realidade. De um lado, o exercício de voz e voto na Organização pode ser bem menos efetivo do que à primeira vista pareceria, uma vez que a Arábia Saudita, com a maior reserva, a maior produção e, sobretudo, o controle quase absoluto da capacidade ociosa, assumiu, a partir da década de 1980, o controle *de facto* sobre a OPEP – cenário que não se alteraria com a inclusão do Brasil, já que o país possui altos custos relativos de produção e nenhuma capacidade ociosa. De outro, o ingresso não necessariamente garantiria boas relações com os países-membros da Organização, haja vista as intensas disputas entre os países populosos (Irã, Venezuela e Argélia) e os não populosos (Arábia Saudita, Kuwait e Qatar) sobre a política a ser adotada na década de 1970[9] e a Guerra Irã-Iraque na de 1980. Durante a década de 1990, os baixos preços e a estratégica volumétrica dos países-membros chegaram a provocar a implosão da estrutura cooperativa da Organização, com o sistemático desrespeito às cotas e a competição por fatias de mercado.

De qualquer forma, o Brasil ainda terá tempo para sopesar os ônus e os bônus de um possível ingresso. Embora o país já tenha alcançado superávit financeiro e volumétrico na balança comercial de hidrocarbonetos em 2009, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados da Petrobras – excluídos gás natural, gás natural liquefeito (GNL) e nitrogenados –, ainda não é o suficiente para garantir a participação na OPEP: quando decidido um corte na produção dos países-membros, o Brasil deixaria de ser exportador e se converteria em importador de petróleo.

5 Considerações finais

As descobertas dos primeiros campos do pré-sal já alteraram completamente a posição do Brasil no quadro petrolífero internacional: as reservas do país alcançaram um lugar entre as dez maiores do mundo, superando a de países exportadores como Líbia, Cazaquistão e Nigéria. Isso, somado à capacidade de investimento das empresas que atuam no Brasil, encabeçadas pela Petrobras, colocam na ordem do dia o debate sobre as possíveis estratégias de atuação internacional de um país que possui considerável produção excedente de petróleo.

Nesse sentido, a possibilidade de ingresso na OPEP aparece como polêmico tema de discussão. Criada em 1960, a Organização chegou a regular o mercado internacional de petróleo na década de 1970, administrando os preços e os suprimentos. Apesar disso, os conflitos entre os países-membros não foram incomuns, e as condições dos anos 1980 chegaram a diminuir muito a sua influência. Apenas em 1986, depois do choque provocado pelo aumento da produção saudita, a OPEP reestruturou sua forma de atuação: os *free riders*

9. Os países populosos, em função das maiores pressões sociais, tendiam a defender a maximização de preços, de forma a financiar grandes projetos econômicos e sociais no curto prazo; os países pouco populosos, por sua vez, defendiam uma política de preços mais moderada, preocupados com os efeitos de médio e longo prazo da continuidade de preços muito altos.

tiveram de negociar com os países-membros da Organização e foi estabelecido um sistema de ajuste de produção conforme as flutuações da demanda global e as oscilações em torno de uma banda de preços.

Embora esse arranjo tenha garantido a estabilidade dos preços durante boa parte da década de 1990, ficou muito difícil manter os preços dentro da faixa da banda, mesmo depois dos ajustes de 2000. A partir de 2004, em função de nova estratégia da OPEP e da Arábia Saudita, os preços extrapolaram muito a banda, que deixou de ser adotada como instrumento de controle da flutuação dos preços.

Para o Brasil, o ingresso na OPEP apresenta perspectivas favoráveis e desfavoráveis: de um lado, existe a leitura de que a participação do país nesse importante centro de decisão pode trazer dividendos políticos e econômicos, na medida em que adensaria as relações do Brasil com atores-pivô do mundo em desenvolvimento, abrindo novo espaço de legitimação para os projetos internacionais promovidos por Brasília e favorecendo a expansão das relações financeiras e comerciais com países que costumam acumular grandes superávits na balança de transações correntes; de outro, existe a leitura de que o ingresso não traria vantagens, já que o controle *de facto* da Organização continuaria com Riad e que a participação na mesma não garantiria boas relações com os países-membros.

REFERÊNCIAS

BP. British Petroleum. **Statistical review of world energy**, 2009.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Contexto mundial e preço do petróleo**: uma visão de longo prazo. Rio de Janeiro: EPE, 2008.

ESTRELLA, G. **Pré-sal**: regime de partilha. Apresentação na Comissão de Serviços de Infra-Estrutura do Senado Federal, realizada em 5 de outubro de 2009. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/sf/comissoes/ci/ap/AP20091005_Senado_E.pdf>

TORRES FILHO, E. T. O papel do petróleo na geopolítica americana. *In*: FIORI, J. L. (Org.). **O poder americano**. Petrópolis: Vozes, 2007.

USGS. **US Geological Survey**. Washington: USGS, 2009. Disponível em: <http://www.usgs.gov/>

YERGIN, D. **The prize**: the epic quest for oil, money and power. New York: Simon & Schuster, 2008.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

AL-CHALABI, F. **OPEC and the international oil industry**: a changing structure. Oxford: OAPEC, 1980.

AL-SOOF, N. A. **The role of OPEC spare capacity**. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. Houston, 2007. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/866.htm>

ALFONSO, J. P. P. **El pentágono petrolero**. Caracas: Política Ediciones, 1967.

APERJIS, D. **The oil market in the 1980s**: OPEC oil policy and economic development. Massachusetts: Harper & Row, 1982.

FATTOUH, B. **OPEC pricing power**: the need for a new perspective. Oxford Institute for Energy Studies, 2007 (Working Paper, n. 31).

MOMMER, B. **Oil prices and fiscal regimes**. Oxford Institute for Energy Studies, 1999 (Working Paper, n. 24).

_____. **The governance of international oil**: the changing rules of the game. Oxford Institute for Energy Studies, 2000 (Working Paper, n. 26).

OPEC. **Annual Statistical Bulletin**. Viena: Ueberreuter, 2009.

SAMPSON, A. **As sete irmãs**: as multinacionais do petróleo e o mundo que elas dominam. Rio de Janeiro: Arte Nova, 1976.

SÉBILLE-LOPEZ, P. **Geopolíticas do petróleo**. Lisboa: Piaget, 2008.

TANZER, M. **Os trustes petrolíferos e os países subdesenvolvidos**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1972.

VELOZA, M. La Opep: cuarenta y cinco años de historia y dos interpretaciones teóricas. **FACES**, Mérida, Año 8, n. 11, jul./dec. 2005.