



O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional

Ana Cristina Carvalhaes Machado

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de mestre em Economia Política Internacional.

Orientador: Prof. Dr. Ernani Teixeira Torres Filho

Rio de Janeiro
Janeiro de 2013

O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional

ANA CRISTINA CARVALHAES MACHADO

Orientador: Prof. Dr. Ernani Teixeira Torres Filho

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de mestre em Economia Política Internacional.

Aprovada por:

Presidente da Banca Prof. Dr. Ernani Teixeira Torres Filho

Prof. Dr. Maurício Metri

Prof. Dr Williams Gonçalves

Prof. Dr. Edmar Fagundes de Almeida

Rio de Janeiro

Janeiro de 2013

Machado, Ana Cristina Carvalhaes.

O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional / Ana Cristina Carvalhaes Machado. -- Rio de Janeiro : UFRJ, Instituto de Economia, 2012.
f. 142 ; 31cm.

Orientador: Ernani Teixeira Torres Filho.
Dissertação (mestrado) – Instituto de Economia,
Programa de Pós-graduação em Economia Política
Internacional, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
Referências bibliográficas: f. 121-128.

1. Pré-sal. 2. Geopolítica – Brasil. 3. Petróleo – Aspectos econômicos – Brasil. I. Torres Filho, Ernani. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional. III. O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional.

CDD – 338.27280981

RESUMO

O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional

ANA CRISTINA CARVALHAES MACHADO

Orientador: Prof. Dr. Ernani Teixeira Torres Filho

Resumo da Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de mestre em Economia Política Internacional.

Este trabalho pretende verificar se a condição de grande produtor de petróleo a ser alcançada pelo Brasil graças à produção no polígono do pré-sal altera e em que sentido alteraria o peso econômico e político do País no sistema internacional. A partir dos debates da EPI e da Geopolítica sobre as transformações recentes no sistema inter-estatal, a pesquisa analisará como a nova divisão internacional do trabalho desenhada pela ascensão do bloco industrial do Leste Asiático e a possível reconquista da autossuficiência em fontes fósseis pelos Estados Unidos podem impactar a economia e o Estado brasileiros – por conta da possível exportação de pelo menos parte do excedente do pré-sal para os Estados Unidos e/ou para países asiáticos. A pesquisa se valerá de estimativas, até 2030, da produção, exportações globais e da possível exportação nacional de óleo no contexto mundial, levando em conta os impactos no redesenho nos fluxos do comércio de petróleo da redução da dependência norte-americana em fontes fósseis de energia, resultantes do recente “boom” da produção não convencional da potência hegemônica. Valer-se-á de elementos das estratégias nacionais dos EUA e dos países asiáticos, das negociações em curso sobre o óleo do pré-sal e de visões iniciais do Estado brasileiro sobre a situação, para avaliar possíveis impactos dessa nova condição para o Estado nacional.

Palavras-chave: pré-sal, petróleo não convencional, redesenho do mercado petrolífero, exportações brasileiras, peso geopolítico do Brasil.

Rio de Janeiro

Janeiro de 2013

ABSTRACT

O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional

ANA CRISTINA CARVALHAES MACHADO

Orientador: Prof. Dr. Ernani Teixeira Torres Filho

Abstract da Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de mestre em Economia Política Internacional.

This work intends to verify if the condition of great oil producer to be reached by Brazil due to the production in the pre-salt polygon changes, and in which direction, the economic and political weight of the country in the international system. From the point of view of International Political Economy (IPE) and the Geopolitics debates on the recent changes in the international system, the research will analyze how the new international division of labor designed by the ascension of the East Asian industrial block and the possible regain of fossil sources self-sufficiency by the U.S.A. may impact the Brazilian State and economy – by means of the possible export of at least a portion of the surplus from the pre-salt to the USA and/or to China, India and other Asian countries. The research will resort to estimates, up to 2030, of the production, global exports and of the possible Brazilian oil export in the world context, taking into account the impacts of the reduction of the American dependency on fossil energy sources on the new design of the oil trade fluxes, resulting from the recent boom in the non conventional production of the hegemonic power. It will resort to some highlights of national strategies by the U.S.A. and Asiatic countries, to the ongoing negotiations over the pre-salt oil and to the initial views of the Brazilian State on the situation, to evaluate impacts of this new condition to the country.

Keywords: pre-salt, non conventional oil, oil market redesign, Brazilian exports, geopolitical weight of Brazil

Rio de Janeiro

Janeiro de 2013

A Cornélia Carvalhaes Machado
e Walter Rodrigues Machado (*in memoriam*).

Agradeço aos exemplos e estímulo de Eliane Mora, Eveli Ficher, Luiz Augusto Dantas Braga, Marília Thomazin, Olga de Mello, Sonia Lucio Lima e Sonia Aguiar, à ajuda inestimável de Ciro Rebelo, Fabio Moraes, Felipe Correa, Jefferson Paranhos, João Carlos Machado, João Carlos Ruas, Gualter Lemos e Renata Moraes. Ao apoio de Durval Carvalho de Barros e Luciana Vieira e ao carinho dos amigos da Superintendência de Relações Institucionais e Comunicação (SCI) da ANP.

Lista de ilustrações, tabelas e gráficos

Figura 1. As sete irmãs	pág. 38
Tabela1. IOCS x NOCs	pág. 41
Tabela 2. Evolução da capacidade de produção e da capacidade ociosa da Opep	pág. 45
Tabela 3. Evolução dos preços do óleo de 2002 a 2011	pág. 49
Tabela 4. Ranking dos importadores em 2011	pág. 51
Tabela 5. Estimativa do valor do excedente do pré-sal	pág. 92
Tabela 6. A presença das estatais chinesas na E&P no Brasil.....	pág. 102
Gráfico 1. Participação de países selecionados no consumo mundial de óleo 2011	pág. 50
Gráficos 2. Consumo mundial de energia	pág. 54
Gráfico 3. Consumo mundial de energia, por combustível	pág. 54
Gráfico 4. Consumo mundial de combustíveis líquidos por setor da economia	56
Gráfico 5. Projeção da produção de petróleo pelos EUA	pág. 61
Gráfico 6. Evolução da produção brasileira de petróleo	pág. 67

Abreviaturas e siglas

ADRs – *American Depositary Receipts*, ações de empresas não sediadas nos Estados Unidos e negociadas na bolsa de Nova York

AIE – Agência Internacional de Energia

Alca – Área de Livre Comércio das Américas

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

b/d – barris por dia

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BP – British Petroleum

Brent – Petróleo extraído de uma base da Shell chamada Brent, que deu nome à cotação que hoje designa todo o petróleo do Mar do Norte comercializado na Bolsa de Londres. É referência de preço para os mercados europeu e asiático.

BRICs – Iniciais de Brasil, Rússia, Índia e China, a sigla passou a denominar as novas economias “emergentes”

BTUs – *British Thermal Unit*, equivalente a 0,252 kcalorias

CCG – Conselho de Cooperação do Golfo

Cefidar – *Centro de Economía y Finanzas para el Desarrollo de la Argentina*

CEO – *Chief Executive Office*, dirigente máximo de uma corporação

Cepal – Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

Coppe – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da UFRJ

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

DOE – Departamento de Energia dos Estados Unidos da América

DPG – Defense Planning Guidance

E&P – Exploração e Produção

EADs – empresas de aquisição de dados técnicos sobre bacias sedimentares

EIA – *Energy Information Administration*, do Departamento de Energia dos Estados Unidos

ELP – Exército Popular de Libertação da China

ENI – *Ente Nazionale Idrocarburi*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPI – Economia Política Internacional

FED – *Federal Reserve System* ou Federal Reserve, o banco central dos Estados Unidos

FMI – Fundo Monetário Internacional

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IBP – Instituto Brasileiro do Petróleo

IED – Investimento Estrangeiro Direto

IOCs – *International Oil Companies*, companhias de petróleo internacionais privadas

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Mercosul – Mercado Comum do Sul

mmb/d – milhões de barris diários

MTboe – Milhões de toneladas de óleo equivalente

NMD – *National Missile Defense*, sistema nacional de defesa antimísseis dos EUA

NMF – Nação Mais Favorecida

NOCs – *National Oil Companies*, companhias de petróleo de propriedade ou controladas por governos

Nymex – *New York Mercantile Exchange*, bolsa de commodities de Nova York

Nyse – *New York Stock Exchange*, Bolsa de Valores de Nova Iorque

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONU – Organização das Nações Unidas

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PCC – Partido Comunista Chinês

PE – Participação especial

PEC – Proposta de Emenda Constitucional

PIB – Produto Interno Bruto

PMDB – Partido do Movimento Democrático Brasileiro

PPSA – Pré-Sal Petróleo S/A

Procap – Programa de Inovação Tecnológica e Desenvolvimento Avançado em Águas Profundas da Petrobras

PT – Partido dos Trabalhadores

RMB – *renminbi*, moeda da China

Sipri – *Stokholm International Peace Research Institute*

SPE – Sociedade dos Engenheiros de Petróleo dos Estados Unidos

Unctad – Sigla em inglês da Conferência das Nações Unidas para o Comércio e Desenvolvimento

URSS – União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

WTI – West Texas Intermediate, tipo de petróleo negociado na Nymex, que é referência de preço para o mercado norte-americano. O Oeste do Texas (West Texas) é a principal região petrolífera dos Estados Unidos e o óleo WTI é aquele vendido pelos intermediários da região.

Sumário

Introdução	1
1. Perspectivas do sistema inter-estatal no período estudado.....	3
1.1. Origem e características do regime de acumulação neoliberal.....	3
1.2. A derrota do socialismo real	7
1.3. As mudanças no sistema internacional desde a “a queda do Muro”	9
1.4. Altos e baixos da economia global: crise asiática acende primeiro alerta....	12
1.5. A ascensão do bloco do Leste asiático	14
1.6. Época de reordenamento: crise econômica e perspectivas do Brasil.....	20
2. Papel do petróleo no sistema econômico e na disputa inter-estatal	26
2.1. A natureza estratégica do petróleo.....	29
2.2. As peculiaridades do mercado petrolífero	33
2.3. Evolução dos sistemas de ordenamento do mercado.....	37
3. Mercado petrolífero global: evolução recente e tendências.....	43
3.1. O “mar de óleo” e a crise asiática.....	43
3.2. A Opep reage: redução da capacidade ociosa.....	45
3.3. Guerra ao Iraque e a volta dos filhos pródigos	46
3.4. A “globalização da demanda”.....	48
3.5. Dólar e óleo: o papel da financeirização.....	51
3.6. Tendências no mercado mundial até 2030: reordenamento?.....	56
4. O Brasil no mercado global de petróleo: evolução recente e tendências.....	66
4.1. A virada da Petrobras em direção à E&P	66
4.2. A quebra do monopólio da Petrobras e a internacionalização do setor	70
4.3. O modelo internacionalizante do setor petrolífero	72
4.4. O “bilhete premiado” do presidente Lula	77
4.5. O modelo regulatório misto do setor petrolífero nacional.....	79
4.6. Tendências da indústria brasileira de petróleo até 2030	84
5. O Brasil do pré-sal no sistema internacional	90
5.1. Impacto no mercado petrolífero global.....	90
5.2. Vantagens brasileiras no xadrez geopolítico	93
5.3. O destino do óleo excedente: para onde vão as possíveis exportações	97
5.4. Os desafios imediatos: cadeia fornecedora e segurança da área.....	101
6. Conclusões	106
Anexo – Aula Magna proferida por José Sérgio Gabrielli, ex-presidente da Petrobras, ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético da Coppe-UFRJ/2012	118

Introdução

Embora os organismos internacionais da área energética apontem uma lenta e gradativa redução da dependência mundial frente às fontes fósseis nas próximas décadas (BP, 2010; AIE, 2012, 2013), e os governos dos países industrializados venham tendo êxito nos esforços pela diversificação de suas matrizes, as projeções não indicam abalo na chamada “civilização do petróleo”, pelo menos na primeira metade do século XXI. Em 2012, a economia mundial consumia 88 milhões de barris diários, dos quais perto de 19 milhões absorvidos pela economia dos Estados Unidos e quase 10 milhões pela China, país que, em 2010, ultrapassou os Estados Unidos e, com 23% de *share*, se tornou o maior consumidor global de energia (BP, 2010). Os números do Brasil eram até pouco tempo evidentemente muito mais modestos. O destaque do país no cenário mundial da energia, até as descobertas de óleo no pré-sal da plataforma continental do Sudeste a partir de 2006, era a diversidade das fontes na matriz nacional, com o peso expressivo dos recursos renováveis como a hidroeletricidade e a biomassa – característica que se mantém. Com o atual patamar de reservas provadas de hidrocarbonetos (que ainda não incluem o pré-sal), o Brasil detém pouco mais do que 1% das reservas provadas de óleo do planeta: 15,1 bilhões de barris (ANP,2012).

O pré-sal, no entanto, com prováveis reservas de 50 a 70 bilhões de barris, mudou o paradigma energético brasileiro, com impacto indiscutível, seja qual for o destino que o modelo regulatório dê à riqueza, sobre a dinâmica da economia e a geopolítica do país, tendo em vista a natureza estratégica do petróleo. Este trabalho se propõe a analisar a dimensão dessa mudança, em particular no peso do Brasil no sistema internacional até 2030.

O primeiro capítulo traça o pano de fundo imprescindível para uma contextualização histórica do Brasil do pré-sal no “concerto das nações”, ressaltando a mudança naquela divisão do trabalho internacional que vigorou no sistema mundial pelo menos desde o fim da Guerra Fria, entre fins dos 80 e início dos 90 do século XX. O extraordinário salto econômico e fortalecimento político da China consolidaram-na como motor de um poderoso bloco econômico no Leste da Ásia e, simultaneamente, como principal parceiro comercial e financeiro da potência hegemônica, os Estados Unidos. Trata também da crise desencadeada em 2007-2008 no sistema financeiro global – com epicentro nos EUA e Europa – que acelerou a dinâmica dessa

transformação econômica e geopolítica. Demonstra que a crise atual, como toda crise, tem dado margem a enfraquecimentos e fortalecimentos relativos dos Estados nacionais, alguns dos quais, como o Brasil, munidos novamente de políticas pelo menos parcialmente “desenvolvimentistas”. E constata que a crise não retira dos EUA sua condição de potência-líder do sistema internacional, país emissor da moeda global, nação mais industrializada e detentora de poderio bélico inédito na História.

A segunda seção analisa a mercadoria petróleo, sua história e suas peculiaridades como moeda geopolítica, além de repassar os sistemas de ordenamento institucional que vigoraram no mercado petrolífero global desde seus inícios, desde a “regulação primitiva” pelo *trust* da Standard Oil norte-americana, até o sofisticado sistema financeirizado e militarizado construído depois das grandes crises petrolíferas de 1971 e 1979, sob a égide das armas dos EUA e do papel de “banco central do óleo” assumido pela Arábia Saudita.

No terceiro capítulo, ao revisitar a evolução recente do mercado global de petróleo (de 1985 a nossos dias), questiona-se até que ponto esse ordenamento não está sendo transformado e, a partir da confrontação entre projeções e análises prospectivas de especialistas e instituições internacionais de energia, traça-se um quadro das tendências até 2030.

Na quarta parte, rememora-se a evolução recente do mercado brasileiro de petróleo e derivados, o papel sempre essencial da Petrobras e as duas grandes mudanças regulatórias pelas quais a cadeia produtiva do petróleo (e do gás natural) passou desde os anos 90, para apontar tendências para os próximos 20 anos, a partir da descoberta e exploração econômica do pré-sal.

Finalmente, no último capítulo, analisam-se as possibilidades do Brasil tanto no mercado petrolífero, como produtor de maior porte e possivelmente exportador, com possíveis mudanças na relação do país com a potência hegemônica, interessada no excedente “de segurança” do pré-sal, e com a potência emergente, a China, que, em sua “caçada por energia” já está presente, através de investimentos diretos de suas estatais petroleiras, na exploração e produção em águas brasileiras.

1. Perspectivas do sistema internacional no período estudado

Em menos de quatro anos, a crise econômica que irrompeu inicialmente no mercado imobiliário e depois bancário dos Estados Unidos, entre 2007 e 2008, já é considerada, por analistas ortodoxos e heterodoxos de diversos matizes, o maior abalo sistêmico desde a Grande Depressão dos anos 30 do século XX (KRUGMAN, 2011, STIGLITZ, 2011). As pesadas nuvens de incerteza que seus desdobramentos mais recentes – o dilema fiscal da zona do euro, a hesitante recuperação estadunidense (FMI, 2012) e a desaceleração chinesa – impõem sobre o crescimento mundial e a estabilidade geopolítica global nas próximas décadas, não interferem, no entanto, na visibilidade sobre a História imediatamente anterior do sistema internacional. Ao contrário, é justamente dessa História recente, da reconstrução da hegemonia americana pós-crise dos anos 70 até nossos dias, de onde podem ser extraídas aquelas que ainda são as características essenciais do sistema inter-estatal capitalista deste início de século XXI. Dessa história, ademais, podem ser obtidas no mínimo pistas relevantes para explicar as turbulências de hoje e os cenários possíveis, com destaque para os rumos do mercado petrolífero, para as próximas décadas.

1.1. Origem e características do regime de acumulação neoliberal

De fato, por maior que tenha sido até agora o estrago causado pelo abalo de 2007-2009 sobre a produção, emprego, finanças e as perspectivas de crescimento global, a crise capitalista ainda não modificou a “estrutura do regime de acumulação” que ditou a dinâmica do avanço norte-americano e mundial depois da recessão de 1980-1983 (TAVARES, 1985, 1997). O “modo” ou regime de acumulação capitalista a que Tavares se referiu no final da década de 1990, na verdade, vem vigorando, com altos e baixos importantes, nos últimos 30 anos. E, apesar da força dos temporais financeiros e de balanços de pagamentos dos estados de 2007 para cá, ainda não se pode afirmar que este “modo de funcionar” esteja esgotado. A crise é financeira, não monetária (SERRANO, 2008, pág. 164). Tem também indiscutíveis aspectos políticos, como se pode constatar na debilitada Europa do euro, no levante democrático de parte do mundo árabe e na

polarização política dentro dos próprios EUA. Mas o sistema monetário internacional erigido naquela “retomada” de fins dos anos 70, começo dos 80, e com ele a relação de forças entre os estados do centro, periferia e “semiperiferia”¹ – com a incontestável hegemonia dos EUA – permanecem de pé, reagindo às turbulências.

A chamada “crise dos 70” não se comprovou “terminal” para a hegemonia americana, como o debate intelectual indicava, apesar da grande instabilidade geopolítica e econômica vivida pelo capitalismo naquela década – com a derrota dos EUA no Sudeste Asiático, as ondas especulativas provocadas pelo circuito *offshore* do eurodólar, os choques do petróleo e as explosões inflacionárias nos países industrializados. Depois de praticamente 10 anos de grande tensão, os Estados Unidos conseguiram “virar o jogo” ou superar as ameaças, reconstruindo o sistema monetário internacional, retomando a vanguarda na produção e domínio das tecnologias de ponta, recuperando com Reagan o controle sobre suas classes trabalhadoras, e avançando na construção de arsenal bélico cada vez mais desproporcional².

Para a virada, a estratégia consciente de dirigentes do Estado americano teve dois momentos decisivos. O primeiro foi a decretação unilateral da inconvertibilidade do dólar frente ao ouro em 1971, preparatória para a desvalorização da moeda que Nixon-Kissinger viam necessária para frear a queda da competitividade dos Estados Unidos (SERRANO, 1998). A desvalorização viria de fato em 1973. O segundo momento foi o choque de juros imposto pelo chairman do FED, Paul Volcker, em 1979. As taxas de juros americanas dispararam, sobreveio uma recessão mundial que derrubou preços de commodities, reduziu a inflação e o “padrão dólar-flexível” passou a ser aceito paulatinamente pelos demais países centrais como o marco regulatório do sistema financeiro internacional. Nesse padrão, explica Serrano:

¹ Conceito com o qual os adeptos da teoria do sistema-mundo, de Immanuel Wallerstein, denominam economias intermediárias, que não produzem ou produzem poucas mercadorias com tecnologia de ponta (como o centro), não produzem essencialmente produtos primários (como a periferia).

² Com despesas militares correspondentes a 41% da despesa global de mais de US\$1,6 trilhão (portanto, de US\$600 bilhões em 2011), os Estados Unidos gastam em tropas, armas, rede de cerca de mil bases militares e ajuda militar a outros países mais do que os 14 países seguintes no ranking dos top 15. Os dados são do mais recente boletim anual do Sipri (Stokholm International Peace Research Institute).

“... os Estados Unidos podem incorrer em déficits no balanço de pagamentos e financiá-los tranquilamente com ativos denominados em sua própria moeda, como nos outros padrões anteriormente citados [*padrões ouro-libra e ouro-dólar*]. A ausência de conversibilidade em ouro dá ao dólar a liberdade de variar sua paridade em relação a moedas dos outros países conforme sua conveniência, através de mudanças da taxa de juros americana. (...) O novo padrão dólar é inteiramente inconvertível, baseado na premissa de que um dólar ‘*is as good as one dollar*’, premissa ancorada no poder do Estado e da economia americana. (...) A liberdade para fazer flutuar o dólar (...) permite que os Estados Unidos não tenham que perder competitividade real em nome da manutenção de sua preeminência financeira e monetária. (...) A outra vantagem é a eliminação pura e simples da sua restrição externa. Agora, os Estados Unidos podem incorrer em déficits em conta corrente permanentes e crescentes sem se preocuparem com o fato de seu passivo externo líquido estar aumentando, uma vez que esse passivo ‘externo’ é composto de obrigações denominadas na própria moeda americana e não convertíveis em mais nada”. (SERRANO, 1998)

Estrutura-se entre 1979 e 1981, sobre a base desse padrão monetário, o novo regime de acumulação, descrito por Tavares (1997). Com a dolarização generalizada do sistema de crédito, tem início, para os demais estados que não a potência hegemônica, uma era de políticas fiscais e monetárias restritivas e de busca de superávits comerciais crescentes.

“Estas políticas, por sua vez, esterilizam o potencial de crescimento endógeno das economias nacionais e convertem os déficits públicos em déficits financeiros estruturais, inúteis para uma política de reativação econômica de corte keynesiano”. (idem, 1985).

O dinamismo da economia concentra-se geograficamente nos EUA e na China, esta última convidada ao desenvolvimento numa ação planejada pelos dirigentes norte-americanos para impedir a aproximação dos chineses com a União Soviética, como parte da estratégia de enfrentamento ao inimigo fundamental da Guerra Fria (MEDEIROS, 2008). A distribuição de renda nos EUA passa a piorar, reduzindo a participação dos trabalhadores na renda total, em favor do topo da pirâmide, com cacife para obter os “ganhos extraordinários” de que falava Braudel nas finanças globalizadas. A necessidade de gerar superávits comerciais crescentes acirra a concorrência a ponto de torná-la uma guerra comercial. A atração exercida pelos “ganhos

extraordinários” nos mercados financeiros hipertrofiados reduz o investimento produtivo em ampliação da capacidade industrial.

Quanto aos genes do então “novo” regime de acumulação, Tavares chamou de “momento concorrencial” o movimento acelerado de realocização geográfica das atividades produtivas, notadamente das indústrias automotiva e eletroeletrônica. No que batizou de “momento concentrador”, chamou a atenção para o intenso movimento de fusões e aquisições, em especial nos setores de tecnologia “dura” (aviação e indústria bélica) e no “de ponta” (informática e telecomunicações) que marcou os anos 90 e se estendeu pela primeira década do século XXI, também entre instituições financeiras. Finalmente, embora talvez seja o principal fator de definição da nova ordem, a natureza geopoliticamente centralizadora do regime fazia nascer, para Tavares, o que veio a se tratar como “ditadura do capital financeiro”, com centro no eixo Wall Street-City Londrina:

“Há ainda um momento centralizador que (...) promove a localização convergente de capitais patrimoniais e financeiros nos grandes centros decisórios mundiais, sujeitando o direcionamento dos fluxos de capital financeiro e a disponibilidade de crédito e liquidez em qualquer parte do globo a uma lógica financeira centralizada tanto no que toca à fixação de parâmetros de rentabilidade como à distribuição do risco – avalizadas permanentemente por agências privadas ou multilaterais”. (TAVARES, 1997).

O economista francês François Chesnais revelará, em 1997, uma visão dessa articulação entre poder econômico financeiro e configuração geopolítica do sistema muito similar à de Tavares e seus seguidores. Para Chesnais, a dívida pública dos Estados Unidos atraiu para seus mercados financeiros, líquidos e seguros, os fundos com os quais a potência financiou o programa militar “Guerra nas Estrelas”, decisivo para pressionar e por fim derrotar a União Soviética. Diz o marxista francês:

“É preciso lembrar os fundamentos da hierarquia política que marca este regime. Enquanto totalidade sistêmica, o conjunto é ordenado em torno de três polos da ‘Tríade’ (a América do Norte, a Europa e o Japão), mas ele o é em condições nas

quais os Estados Unidos são o pivô de tudo e o ponto de onde partem os mais importantes impulsos em direção às outras partes do mundo (...) A mundialização do capital não apaga a existência dos Estados nacionais, nem as relações políticas de dominação e de dependência entre estes. Ela acentuou os fatores de hierarquização entre os países. O abismo que separa os países que pertencem aos polos da 'tríade' ou que lhes são associados, daqueles que sofrem a dominação do capital financeiro sem retorno (...), desenvolveu-se continuamente ao longo dos últimos vinte anos" (CHESNAIS, 2001).

1.2. A derrota do “socialismo real”

Os Estados Unidos reafirmaram, assim, sua hegemonia no plano geoeconômico, com a diplomacia do dólar forte – agora sem outro lastro que não o poder político e militar do Estado norte-americano. Combinadamente, no plano geopolítico, impunham-se pela diplomacia direta das armas (TAVARES, 1997, FIORI, 2001). Nos primeiros lances pós-*virada*, ao mesmo tempo em que incentivavam a desregulamentação dos sistemas financeiros, as aberturas comerciais e a reestruturação das corporações produtivas, os cérebros do Pentágono e da Casa Branca executavam um aprofundamento da ofensiva econômica, política e de espionagem destinada a estrangular a União Soviética (MEDEIROS, 2008). Parte essencial dessa estratégia foi a manutenção, por Carter e Reagan, de relações amigáveis e de cooperação com a China (*idem*), com o claro objetivo de impedir uma aliança entre os dois grandes estados de economia planificada.

Os anos 80, de fato, foram marcados tanto pela consolidação do regime neoliberal para o funcionamento do mundo capitalista como pela irrupção da crise das economias de planejamento centralizado da Europa do Leste e da URSS mesma – a então chamada “cortina de ferro”. Diretamente envolvidas pela crise dos 70 (ao contrário da velha União Soviética do pré-Guerra e da China até aquele momento, praticamente imunes aos vaivens da economia mundial devido a seu fechamento), incapazes de novos saltos de produtividade de dimensão similar aos avanços que tinham vivido nos anos 50 e 60, os países do Comecon estagnavam. (HOBSBAWN, 1996).

Recorde-se que o historiador inglês considera como um dos elementos agravantes da decadência econômica (mais tarde política) da URSS e dos países de sua área de influência o impacto da crise do petróleo. A disparada dos preços do óleo, entre 1973 e 1979, tinham deslocado milhões de dólares para os cofres do Kremlin, transformada a URSS já aquela altura numa “colônia produtora de energia para economias industriais mais avançadas e seus próprios satélites ocidentais” (idem, p.457). A bonança inesperada financiou investimentos cada vez mais pesados em armamentos, na tentação (que hoje sabemos suicida) de se igualarem aos EUA. Com parcela dos petrodólares abundantes no mercado global, Hungria e Polônia se endividaram para manter o investimento necessário para acelerar o crescimento. No início dos 80, a Europa do Leste vivia crise energética e inflacionária.

Orevés sofrido pelos EUA no Irã, onde uma revolução nacionalista, anti-hegemônica, (embora liderada pelo clero islâmico) derrubou o regime que era o principal sustentáculo norte-americano na região, e a invasão do Afeganistão pelo Exército Vermelho, também em 1979, foram, na análise de Medeiros (2008), os motivos imediatos para a liderança estadunidense pisar no acelerador da ofensiva contra a URSS. Citando P. Victory Schweizer, Medeiros enumera os cinco flancos dessa ofensiva: escalada armamentista (sustentada, a partir de Reagan, na estratégia “guerra nas estrelas” e na instalação de mísseis mais destrutivos e rápidos na Europa Ocidental); apoio ao sindicato polonês Solidariedade, engajamento militar do lado oposto dos soviéticos tanto na periferia como no Afeganistão; pressão para a que a Europa Ocidental comprasse menos petróleo e gás da URSS, assim reduzindo o fluxo de divisas para o “império do mal”; e no embargo ao acesso soviético à tecnologia de ponta.

Apesar de toda a pressão da Guerra Fria, a débâcle do “socialismo real” não foi uma mera resultante das agruras econômicas, por certo, nem simplesmente do “cerco” das potências ocidentais – embora esses fatores tenham sido fundamentais. Para que acontecesse, foram imprescindíveis as movimentações no terreno da política, interna aos estados e internacional, entre as quais se destacam a ascensão na URSS do reformista Gorbachev (HOBSBAWN). Além de reduzir os subsídios à Europa Oriental, seu discurso liberalizante exerceu forte impacto sobre o ânimo das populações da “cortina”, já influenciadas pelos acontecimentos na Polônia do Solidariedade.

Gorbachev introduziu reformas liberalizantes que afrouxaram os mecanismos de comando centralizados, impuseram a competição anárquica entre unidades de produção, cidades, regiões e repúblicas e terminaram por implodir o sistema de abastecimento, provocando disparada inflacionária, escassez e mercado negro de bens básicos (MEDEIROS, 2008). Na linha da análise do general norte-americano William E. Odon, Medeiros enfatiza que a dissolução da União Soviética, tal como se deu, com a perda pela Rússia de quase todas as repúblicas da federação, teve como fator determinante o desmantelamento da instituição que era a guardiã armada da unidade do Estado Soviético: o Exército Vermelho, desgastado pela derrota no Afeganistão e posto de lado nos espaços de decisão internos. Esta teria sido a grande diferença entre as transições russa e a chinesa. Na China, as reformas aceleradas foram feitas sob a égide e com o fortalecimento do Exército do Povo.

1.3. As mudanças no sistema internacional desde a “queda do Muro”

A queda em dominó dos regimes do Leste europeu e a desintegração daquela que havia sido por cerca de meio século a segunda “potência” mundial deram aos Estados Unidos uma inédita supremacia no sistema internacional. Inédita porque, pela primeira vez, absolutamente unipolar. As trombetas do *stablishment* norte-americano e de todos os governos aliados entoaram boas-vindas à aparente vitória definitiva da democracia liberal. Para Francis Fukuyama, havia-se chegado enfim a um promissor “fim da história”, e também das guerras e estados.

“Paradoxalmente”, analisou AMORIM (2002), “os EUA não se sentiram mais seguros ou não agiram como se assim fosse”:

“Motivações econômicas também terão contribuído para a decisão de investir pesadamente em ambiciosos programas de defesa, como o projetado sistema nacional de defesa antimísseis (NMD, na sigla em inglês), com o objetivo de erguer um ‘escudo de proteção’ contra eventuais ataques por mísseis inimigos. O governo norte-americano fazia alusão a ameaças hipotéticas de supostos rogue states, mas a Rússia e a China, entre outros, manifestaram preocupação com o fato de que o projeto, se implementado, alteraria o cenário estratégico, solapando os pressupostos que haviam garantido a relativa estabilidade das relações entre as principais potências”. (AMORIM, 2002)

De fato, as relações entre as principais potências da nova etapa histórica passariam a ser bem diferentes daquelas do período anterior. “A partir de 1991”, diz Fiori (2001), “mudam a face e a extensão mundial da economia capitalista e seu sistema interestatal de gestão política entra em processo de reorganização radical”. A “ambição imperial” (IKENBERRY, 2002/2003) ou “projeto de império mundial” (FIORI, 2004) da hiperpotência unipolar começa a ficar evidente já no governo de George Bush Pai, que lidera um ataque esmagador e de novo tipo ao Iraque de Sadam Hussein, sem ter, àquela altura, concluído formalmente as conversações com as potências ocidentais sobre o redesenho do mundo (conversações que, aliás, os EUA jamais concluíram). Para Fiori, “o bombardeio do Iraque cumpriu, em 1991, o papel equivalente ao de Hiroshima e Nagasaki em 1945: estabeleceu, através do poder das armas, quem seria o novo ‘poder soberano’ no campo internacional”.

Ao simbolismo da ação, como ato de inauguração da “nova ordem imperial”, deve-se somar a ironia de a primeira invasão do Iraque ter sido justificada pela doutrina que levou o nome do antecessor democrata de Bush Pai. Com efeito, a “Doutrina Carter” estabelecia o Golfo Pérsico como área de interesse vital americano. O ato simbólico do início do redesenho da “nova ordem” pós-Guerra Fria seria o primeiro conflito internacional em que o controle das reservas de petróleo desempenhou papel decisivo (FUSER, 2005).

Do ponto de vista de elaboração de estratégia, já não cabem dúvidas de que a política de “contenção preventiva” e de liderança unilateral adotada pelos EUA foi uma obra do mesmo governo Bush Sênior. Em agosto de 1990, George H. W. Bush discursa ao Congresso americano e defende pela primeira vez a estratégia de impedir, com ações preventivas, qualquer ameaça regional ao poder americano e, mais ainda, o aparecimento de outro poder rival, como havia sido a URSS (FIORI, 2004). Com o sucesso da primeira Guerra do Golfo, o grupo de falcões da segurança (os *neocons*, como batizados nos anos 2000) em torno do presidente do EUA – Dick Cheney, secretário de Defesa; Paul Wolfowitz e Eric Edelman, subsecretários; Lewis Libby, principal assessor de Wolfowitz – aos que se somava o secretário de Estado Colin Powell, formulam as bases do que, dez anos mais tarde, no governo do segundo George Bush, será indisfarçavelmente a nova estratégia do *hegemon* (LINS DA SILVA, 2002/2003). O *Defense Planning Guidance* (conhecido como DPG), apresentado por Cheney ao primeiro presidente

Bush em 1992, já contém “a ideia de que os Estados Unidos deveriam estar prontos para realizar ações militares antecipatórias para prevenir ataques nucleares, químicos ou biológicos e para punir potenciais agressores” (op.cit).

A assunção frontal desse novo princípio do unilateralismo americano será adiada com a vitória eleitoral do Bill Clinton em novembro de 1992. A administração Clinton, no entanto, embora com o discurso da globalização “pelo mercado”, cosmopolita, pacífica e democrática, mantém o que Fiori denomina “ativismo militar sem precedentes”, com 48 intervenções militares, entre as quais os ataques à Somália (1992/1993), o bombardeio aos Bálcãs (1995), ao Sudão (1998), a guerra do Kosovo (1999) e os constantes bombardeios do Iraque entre 1993 e 2003. (FIORI, 2004).

Ao fim da década, avançando com seu poderio militar agora sobre as regiões da antiga “cortina de ferro”, os Estados Unidos haviam consolidado o que Fiori, na esteira do historiador militar norte-americano Chalmer Johnson, chama de “império militar mundial”:

“Os Estados Unidos consolidaram uma infraestrutura de poder global, com cerca de 750 bases militares³, 350 mil soldados e acordos de ajuda militar com cerca de 130 países, o que permitiu aos EUA um controle quase monopólico dos oceanos e do espaço aéreo sideral. Mas não há dúvida de que foi no início do século XXI, depois dos atentados de 11 de setembro de 2001, que este projeto imperial adotou uma postura bélica mais explícita” (FIORI, 2008, p. 39)

A controversa vitória eleitoral de G.W. Bush, em 2000, devolve o poder aos falcões republicanos. Assim, o hegemom pode assumir plena e formalmente a “prevenção a ataques” como estratégia de Estado. Analistas como Lins da Silva (2002/2003) consideram que o ataque às Torres Gêmeas, em setembro de 2001, proporcionou à Casa Branca o pretexto que até então os falcões não tinham para mobilizar a opinião pública americana e mundial. O DPG se transforma na nova estratégia de segurança nacional dos Estados Unidos. Sob a comoção do inusitado ataque

³ Segundo os mais recentes dados disponibilizados pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos, referentes a 2009 (*Base Structure Report Fiscal Year 2009*), os EUA mantinham então 837 bases, das quais 716 em território reconhecidamente estrangeiro e outras 121 em territórios sob possessão norte-americana fora da América do Norte.

a seu território continental, os Estados Unidos não tardam dois meses para invadir o Afeganistão, sem o aval da ONU, embora com apoio do Reino Unido, Canadá e França. O pretexto era buscar o líder da Al Qaeda. Nos meses seguintes, até a ofensiva que daria início à II Guerra do Golfo, com a invasão do Iraque, em março de 2003, a “doutrina Bush” se consolida em documentos e discursos: o mundo conteria um “eixo do mal”, os EUA já não esperariam por novos fatos desfavoráveis à sua segurança para prevenir-se contra o uso de “armas de destruição de massa”. Este foi o pretexto para caçar Saddam Hussein, a um custo estimado em mais de 150 mil vidas civis no país invadido: o ditador iraquiano teria armas de destruição de massas. A existência dessas armas nunca ficou comprovada.

1.4. Altos e baixos da economia global: crise asiática acende primeiro alerta

Do ponto de vista econômico, os anos 90 são de aprofundamento das tendências gerais do regime de acumulação neoliberal: a concentração de riqueza nas economias centrais (em particular nos EUA) é cada vez mais acentuada e seu funcionamento cada vez mais centralizado pelo mercado financeiro anglo-saxão. Apesar de fortalecido pela estrondosa vitória política contra a cortina de ferro, o modelo garante o crescimento global em média inferior ao da década anterior, pouco maior do que 2%, contra os 3% dos anos 80 (ver gráfico 1). De fato, os cinco primeiros anos 90 são de crescimento baixo ou estagnação na Europa Ocidental e no Japão, vítimas da forte valorização de suas moedas imposta pelo Acordo de Plaza, de 1985, com a consequente redução de produtividade e rentabilidade em seus setores industriais chave (BRENNER, 2009). A saúde do capitalismo global se vê ainda incomodada pela quebra do México, em 1994, que ameaçava contagiar toda a economia da América Latina

Assim, meses depois de socorrer o México com linha de crédito direta do FED, os Estados Unidos acordam com seus parceiros da OCDE uma desvalorização do marco e do iene, capaz de dar fôlego à Alemanha e ao Japão. O historiador econômico norte-americano Robert Brenner considera a iniciativa o início da reversão de fato das linhas político-econômicas centrais da era Reagan: a partir daquele momento, o governo do império favoreceria internamente a construção civil, o varejo e o setor de bens *non tradebles*, em detrimento da indústria; o consumo, às expensas do investimento, e as importações à custa das exportações:

“The financial sector and financial markets would meanwhile take center stage. It was a truly major shift, and, in retrospect, it seems even bigger. This is because it turned out to mean the de facto abandonment of any real attempt on the part of the US to stand up to ever more powerful competition from East Asia, ultimately centered in China, and its all out embrace instead of integrated international production by way of supply chains, foreign direct investment and the re-location of industry to lower wage venues, not least China, and the penetration by the US financial services “industry” of every nook and cranny of the world economy” (BRENNER, 2009).

Os EUA consolidam, assim, a partir de 1996, seu papel de locomotiva global, movida internamente por uma combinação de sofisticada especulação financeira e estímulo ao consumo, fórmula que Brenner batizou de “keynesianismo de mercado acionário”, e externamente como “aspirador” da poupança global para esse mesmo mercado financeiro. “Epícentro da globalização e da dominância financeiras no capitalismo” (BRAGA & CINTRA, 2004), os EUA tiveram na última década do século XX crescimento de médio de 3,3% a.a., desempenho superior ao do PIB global, que fica na média de 2,2% a.a.

“O sistema financeiro americano é o *locus* principal tanto do financiamento da demanda agregada, como do processo de valorização e desvalorização da riqueza em termos mundiais. É desse seu âmbito que parte decisiva da poupança financeira mundial é mobilizada, seja para financiar gastos em consumo e investimento, seja para alimentar os diversos circuitos de ampliação e destruição da riqueza de papel (...) Os mercados de crédito e de capitais e seu banco central – o Federal Reserve – viabilizam amplos graus de liberdade para que os EUA exerçam suas políticas cambial, fiscal e monetária. Isto é, desfrutam (...) da possibilidade de deixar flutuar em intervalos elásticos o valor do dólar (...). As forças centrípetas de seu sistema monetário-financeiro impedem que os investidores fujam, de maneira radical, do dólar, dos débitos e dos déficits de balanço de pagamentos”. (BRAGA & CINTRA, 2004, p.288)

O bom funcionamento do regime das finanças globalizadas – evidentemente do ponto de vista dos detentores da riqueza e do poder globais – terá seus limites severamente testados pela primeira vez com a então surpreendente irrupção da chamada “crise asiática” entre 1997-1998. Uma onda de desvalorizações de moedas nacionais frente ao dólar se abate sobre Tailândia, Malásia, Indonésia, Filipinas (os “tigrinhos”), num efeito contágio até então inédito, e atinge em

cheio, menos de quatro meses depois de iniciada, um dos Tigres da industrialização da Ásia, a Coreia do Sul, “exemplo maior de upgrading da periferia em direção ao núcleo de economias desenvolvidas” (CANUTO, 2000). Com a crise cambial, vem a onda de desconfiança nos fundamentos daquelas economias (muito diferentes entre si), que reduz, em cinco meses, a menos da metade o valor dos papéis dos cinco países (idem). Seguem-se falências em dominó e forte encolhimento dos PIBs.

Entre as várias razões apontadas pelos analistas para explicar a vulnerabilidade dos cinco países atingidos estiveram: o superendividamento das corporações regionais, bolha imobiliária (no caso indonésio), a alta proporção de dívida externa de curto prazo frente ao PIB, e o “atrelamento excessivo” das moedas frente ao dólar (para se valer da vantagem frente ao iene japonês). No entanto, para fins deste panorama da economia global nos anos 90, vale destacar duas evidências que se fizeram gritantes durante o episódio. Em primeiro lugar, o poder nocivo da alta volatilidade dos fluxos internacionais de capital de curto prazo (dívidas e ações), resultante da grande desregulamentação financeira nas décadas anteriores. Poder que vitimaria ainda a Rússia (1998) e o Brasil (1999), que, guardadas as devidas diferenças históricas e estruturais, ver-se-iam igualmente forçados a fortes desvalorizações e ajustes internos recessivos.

O segundo elemento a destacar, ainda no front da Ásia, é que um dos “choques externos” a que a região (àquela altura em particular os “tigrinhos”) foi submetida já sinalizava uma das grandes transformações por que passava o Leste da Ásia e o mundo. Com efeito, teve influência na desconfiança dos investidores frente às contas de Tailândia, Malásia e Indonésia (Filipinas muito menos) o crescimento explosivo das exportações chinesas de itens tecnologicamente menos sofisticados, como roupas, peças e montagem de produtos eletrônicos para os Estados Unidos. Esse crescimento deslocava do sorvedouro do mercado americano os itens produzidos pelos “tigrinhos” e enfraquecia os balanços de pagamentos daqueles países.

1.5. A ascensão do bloco do Leste asiático

De fato, a vertiginosa ascensão industrial e comercial da China desde a virada dos anos 70 para os 80 – com crescimento médio anual de 9,3% nos anos 80, de impressionantes 10% médios na década seguinte e de 10,4% nos anos 2000 (dados do Banco Mundial) – confirmava-se com

um fator determinante para a compreensão da dinâmica econômica da Ásia e do mundo. Tamanha “novidade” histórica não por acaso, coincidiu temporalmente com o período de débâcle das economias planificadas da URSS e do Leste europeu. Como explica Medeiros (2008), o “mesmo movimento americano de enfrentamento global à União Soviética incluía o apoio à China”:

“A carta chinesa afirmou-se como um movimento que, iniciado com a política Nixon-Kissinger, teve em Carter um seguidor. Este assinou com Deng Xiaoping um acordo de cooperação científica e tecnológica e anuncia o relaxamento da venda de armas para os chineses. Com a decisão de conferir status de nação mais favorecida (NMF) à China, estas medidas constituíram as reações americanas iniciais (Dobson, 2002)” (MEDEIROS, 2008, p.209)

O “convite ao desenvolvimento”, num contexto de aproveitamento da oportunidade internacional para o desenvolvimento, é elemento fundamental mas não suficiente para uma explicação completa do fenómeno chinês. Afinal, a virada para o mercado mundial, pela via da industrialização exportadora, de um país até os anos 70 eminentemente camponês, de economia planificada, regime de partido único, economicamente isolado, não teria acontecido sem mudança igualmente brusca nos rumos da política interna.

Deng Xiaoping, um velho dirigente comunista reabilitado depois de expurgado na Revolução Cultural maoísta, foi o artífice de uma mudança geracional de comando no partido, no exército e no governo, no transcurso dos anos 80 (MARTI, 2007). Essa mudança esteve ameaçada pelas agitações de fins da década de 80 e o forte impacto que o fim da URSS provocou sobre os velhos quadros da ala conservadora do PCC. Foi quando Deng voltou de sua aposentaria, em 1991, para costurar o “Grande Compromisso” que garantiu a continuidade de sua política de “modernização” capitalista. Como ressalta Medeiros, o comprometimento do Exército Popular de Libertação (ELP, “provavelmente o maior conglomerado industrial chinês em 1990”) com as reformas foi, à diferença do que se passou na URSS, fator decisivo para a recuperação da estabilidade depois dos acontecimentos da Praça Tiannamen.

“O Grande Compromisso teve três componentes-chave: (1) O ELP apoiaria as reformas de Deng, a primazia do partido e a unidade do estado; (2) em contrapartida, os líderes do

partido nas províncias garantiriam a remessa de rendas para o governo central; (3) o governo central financiaria a contínua modernização do Exército. Dessa forma, os anciãos e conservadores teriam garantidos o controle pelo partido de um estado unificado e os fundos para sustentá-lo, mas teria de chegar a um acerto com os reformistas na questão do planejamento econômico centralizado. Os tecnocratas teriam liberdade para seguir políticas econômicas capitalistas e fazer a modernização sem o estorvo de ideólogos ‘esquerdistas’, mas teriam de se submeter à disciplina do partido. O ELP (...) teria garantidas as verbas para sua modernização, voz na política partidária, mas submetido à autoridade do partido”. (MARTI, 2007, pp. xii e xiii)

Assim, por ocasião da crise asiática, a China já voava em velocidade de cruzeiro em seu processo de “modernização” capitalista industrializante, até então fortemente puxado por exportações de manufaturados de baixo valor agregado. Sua política cambial autônoma – taxa nominal de câmbio fixa com o dólar desde 1994 (US\$ 1 = 8.3 RMB) e conversibilidade do renmimbi para transações correntes (MEDEIROS, 2006) – mantém o dragão asiático protegido da onda especulativa de 1997-1998, embora ao custo de ver reduzido seu saldo em transações correntes com os países da região (como o RMB ficava sobrevalorizado frente a outras moedas asiáticas, houve prejuízo para as vendas chinesas na Ásia). “Como sublinha Cui (2004), como compensação às desvalorizações dos competidores asiáticos, as exportações chinesas fora das zonas especiais de processamento de exportações foram estimuladas através de devoluções fiscais que cresceram de forma expressiva” (MEDEIROS, 2006, p.5).

Em resumo, a resposta chinesa à crise asiática foi manter fixa a taxa de câmbio, os fluxos de capitais controlados, relaxar o crédito dos bancos estatais, acelerar gastos públicos e determinar fortes investimentos voltados para o mercado doméstico, particularmente em infraestrutura e construção civil (pela via das empresas estatais, que “retomam a liderança do ciclo expansivo”, nas palavras de Medeiros). Essa reação, com preço alto para as contas chinesas, não somente colaborou para a superação da crise regional como marcou de fato o início de um novo capítulo na saga do capitalismo de estado da China. Uma nova estratégia para a indústria, com foco no deslocamento da produção industrial do país para bens de maior conteúdo tecnológico, é implementada durante a década de 90: são escolhidos 120 grupos industriais para

formar um time de companhias de importância estratégica e se multiplicam centros de desenvolvimento tecnológico.

O dragão asiático ingressa no novo milênio já cumprindo o papel de “duplo polo” econômico mundial, como definiu MEDEIROS (2006): desloca, com seus bens intensivos em mão de obra (embora cada vez mais sofisticados, como dos setores de eletrônicos e TI), produtores asiáticos dos mercados americano e europeu e, combinadamente, torna-se o eixo do crescimento econômico da região, ao absorver em seu poderoso mercado doméstico a produção industrial dos vizinhos e as commodities do mundo todo. Com uma política industrial assentada em interesses nacionais, dirigida a *manu militari* pelo PCC, e persistentes medidas de controle cambial, a República Popular da China tem expansão inédita para uma economia há poucas décadas na periferia do sistema. Sua participação no comércio global salta de 2% a 9,2% entre 1990 e 2010 (dados da Unctad). Dobra, entre 2005 e 2010, sua participação no PIB global (pelo critério da paridade do poder de compra), alcançando 9,5%. E com um PIB de US\$ 7,2 trilhões (o segundo em números absolutos), detém, em 2011, US\$ 3,2 trilhões em reservas cambiais, cerca de 60% em papéis do Tesouro norte-americano.

Tão importante quanto a vigorosa expansão da economia chinesa continental, tomada como “fato isolado”, são, do ponto de vista da dinâmica econômica global, os impactos desse crescimento sobre a Ásia como um todo. Porque as exportações chinesas deslocam as de origem no Japão e na Coreia do mercado norte-americano, ao mesmo tempo em que a China passa a importar mais e mais bens de capital (máquinas e equipamentos de transporte) de seus dois poderosos vizinhos. Em contrapartida, o Japão importa quantidades crescentes de componentes e peças da China continental, enquanto a Coreia fornece máquinas, produtos químicos e bens intermediários ao dragão. Capitais de Taiwan e Hong-Kong, com exportações também deslocadas de terceiros mercados pela China, com Singapura e Macau, passam a investir diretamente na economia chinesa (embora parte importante desse fluxo de IDE seja originalmente de empresas americanas e japonesas). O mercado doméstico chinês também passa a absorver os fluxos de exportações de bens de consumo e commodities dos países da Asean (Brunei, Camboja, Cingapura, Filipinas, Indonésia, Laos, Malásia, Mianmar, Tailândia, Vietnã). “A velocidade das

mudanças na pauta de exportações chinesas e a sua diversificação vêm deslocando, mas também ampliando as possibilidades de industrialização na região”. (MEDEIROS, 2006).

A partir dessa ascensão indiscutível do Leste Asiático capitaneado pela China, os pesquisadores argentinos ARCEO e URTURI, do Cefidar (Centro de Economía y Finanzas para el Desarrollo de la Argentina), abertamente adeptos da noção de polaridade centro-periferia no sistema mundial⁴, identificam uma tendência duradoura – simplesmente acelerada pela crise de 2007-2008 nos países centrais – a um deslocamento do polo de crescimento mundial para a “periferia” no sentido amplo, provocada pelo acentuado “ritmo de expansão dos países periféricos que experimentam um rápido processo de industrialização e que são atualmente os que determinam o ritmo de crescimento da periferia” (2010, p. 12), ou seja, o Leste da Ásia.

En esta perspectiva, el fenómeno relevante de las últimas décadas y que agudiza notoriamente la competencia intercapitalista y cambia la relación de fuerzas en la economía mundial es la constitución de un sistema industrial ampliado en el Este de Asia, donde se articula el sistema industrial japonés con los sistemas industriales en rápido proceso de construcción de Corea, Taiwán e China y la conformación, sobre esta base, de un poderoso bloque comercial” (ARCEO & URTURI, 2010, p. 42)

Na interpretação desses economistas, a constituição do “sistema industrial/bloco comercial” leste-asiático, em ascensão vertiginosa impulsionada por planejamento estatal, capitais nacionais e de origem pública, demonstraria que o projeto de economia mundial defendido pelos governos dos países centrais, os organismos multilaterais de crédito e o capital transnacional – ou seja, o projeto hegemônico neoliberal – teria tido resultados diferentes dos esperados. A intervenção de estados relativamente autônomos, ou com políticas econômicas autônomas, estaria na raiz dessa “modificação na correlação de forças políticas e sociais”.

⁴ “Las nociones de centro y periferia están referidas a las distintas características de estos dos tipos de formaciones capitalistas y a las relaciones asimétricas existentes entre ellas, pero no suponen, necesariamente, una confrontación entre ellas. El bloque de clase dominante en una determinada formación periférica puede mantener relaciones de complementariedad con el bloque dominante en el país hegemónico (caso de la oligarquía argentina con el capital industrial inglés) o utilizar, no sin aplicar políticas específicas con tal fin, el modo de acumulación implementado en escala mundial por el hegemón como marco de un proceso de acumulación competitivo con el (caso del capital industrial americano o alemán con el inglés, a partir dos años 70 del siglo XIX.” (ARCEO & URTURI, pp.6 e 7)

Ademais, ARCEO e URTURI consideram que a conformação de blocos econômicos (no mínimo comerciais) regionais são evidência de uma nova divisão internacional do trabalho. Possibilidade já era apontada por SANTOS em 2000:

“A separação do mundo em blocos regionais parece ser a forma intermediária que o processo de globalização vem assumindo para resistir ao livre movimento de capitais financeiros ou das empresas transnacionais ou globais. Isto se enquadra também nas previsões da teoria da dependência, inclusive a importância das integrações regionais na América Latina como um caminho mais sólido para a integração regional de todo o continente.” (SANTOS, 2000, p.).

Arceo e Urturi propõem-se e vão mais longe que Medeiros nas conclusões, para o panorama político-econômico mundial, sobre as transformações que têm a China como um dos agentes, mas que se revelam com toda força a partir da explosão da crise de 2007-2008 nas economias centrais. Para eles, a crise recente vem provocando, além da mudança na divisão do trabalho em escala global, um *“cambio en las condiciones de reproducción del modo de acumulación, que ha sido dominante en escala mundial desde los ochenta del pasado siglo XX”* (2010, p. 6).

Cabe chamar a atenção, para fazer justiça à precisão da interpretação dos pesquisadores citados, que seu âmbito de análise é a economia global e não a geopolítica. Sua ênfase é na emergência do bloco industrial e comercial leste-asiático e seu forte impacto na divisão internacional do trabalho. A mudança nesta última estaria reordenando o “sistema centro-periferia” (com o fortalecimento de um polo periférico em detrimentos de áreas centrais) e as condições de reprodução do regime regulador do sistema interestatal capitalista neoliberal (que, em seus alicerces políticos, econômicos e ideológicos se opôs frontalmente a políticas autônomas de estados desenvolvimentistas), sem consequência ainda no questionamento da hegemonia dos Estados Unidos, embora com impactos na hierarquização do sistema. O mundo econômico estaria agora repartido em blocos: o bloco dos EUA, nas América do Norte e Central, o bloco da União Europeia, e o bloco do Leste asiático. A Índia, de um lado, e a América do Sul, de outro, seriam as regiões “na incluídas em nenhum dos três grandes”.

O diagnóstico de ARCEO e URTURI vai ao encontro e se vê complementado pela tese de FIORI (2004) acerca do limite alcançado pelo poder global dos Estados Unidos nesta transição da

primeira para a segunda década do século. Para o cientista político da UFRJ, a potência hegemônica, nos atoladeiros do Iraque e do Afeganistão, não tem disposição de arcar com os custos de um sistema colonial à la Império Britânico e já não consegue como antes a coerção pela simples presença de bases militares, por mais numerosas que estas sejam.

“(…) os Estados Unidos não tem mais como frear a expansão da China, nem teriam mais como conceber um império mundial que não contasse pelo menos com uma parceria chinesa. Mas, neste momento, o quadro é bem mais complicado, porque o atolamento militar americano no Oriente Médio e a velocidade gigantesca do expansionismo econômico chinês estão provocando, em conjunto, uma rápida fragmentação do sistema mundial e a volta da luta pelas supremacias regionais” (FIORI, 2007, p.89)

A Ásia agora é, na expressão de Fiori em texto de 2010, o “novo eixo dinâmico da economia mundial”, resultado de uma “mudança estrutural”, com deslocamento para aquela região de “seu principal centro de produção e acumulação de capital e de uma economia nacional – a chinesa – com um poder gravitacional sobre o conjunto da economia capitalista equivalente ao dos Estados Unidos”. (FIORI, 2010).

1.6.Época de reordenamento: crise econômica e perspectivas do Brasil.

Assim, no tabuleiro da política internacional, a agora já “velha” potência, os EUA, estaria assistindo, com seu poder no limite, uma “ressurreição” do poder de estados derrotados no passado recente e por isso relativamente enfraquecidos até bem pouco tempo (como a Alemanha, hoje líder incontestada da União Europeia; como a Rússia, em 1991, reestabilizada por Putin e em plena recuperação de sua área de influência). Reafirma-se também o poder de “gigantes da periferia” (GUIMARÃES, 1999) como China e Índia; dos estados “renegados” (*rogue states*, como o Irã), e daqueles que foram sacudidos por crises sociais provocadas pelos planos neoliberais (como as nações latino-americanas depois da moratória argentina de 2001, do fracasso do golpe contra Chávez em 2002 e do “engavetamento” do projeto da Alca em 2005). É o que Fiori chama de “nova geopolítica das nações”, caracterizada pelo aumento da competição entre estados e economias nacionais.

Nesse contexto, em polêmica teórica e analítica frontal com ARRIGHI (1994) e seguidores, Fiori recusa a tese de que esteja em curso uma “transição hegemônica” entre os Estados Unidos e a China, preferindo a noção de que a expansão política e militar do dragão asiático seria uma das grandes incógnitas da atualidade. “Até o momento”, diz o autor brasileiro, a China “tem se mantido fiel ao modelo original da expansão chinesa do século XV, que foi basicamente diplomática e mercantil, à diferença da expansão bélica e mercantil – e depois capitalista – dos europeus” (FIORI, 2007). Prognostica que o mais provável é que a China se limite à luta pela influência direta em sua região, sem aceitar provocações e conflitos com o *hegemon*. Não descarta que a potência asiática, como todas as potências do sistema mundial moderno, associe em algum momento poder econômico com a necessidade de expansão militar. E cogita da possibilidade que ocorra uma fusão dos interesses chineses e leste-asiáticos em geral com os dos Estados Unidos, numa reedição, agora multi-hemisférica, das antigas fusões entre ingleses e holandeses e mais tarde entre ingleses e sua ex-colônia na América, “numa espécie de ‘ajuste de contas’ entre os asiáticos e os europeus e seus descendentes”. (FIORI, 2007, p. 94)

Assim, num sistema econômico e num sistema inter-estatal em importantes transformações, a crise econômica iniciada com a explosão da bolha imobiliária norte-americana em 2007 viria apenas acentuar fortemente as tendências já presentes *a priori* no cenário global. Diante do enfraquecimento momentâneo e relativo das velhas potências Ocidentais da América do Norte e da Europa (em crescimento pífio ou diretamente em recessão a partir de 2009 ou 2010), haveria um fortalecimento relativo do peso comercial, financeiro, produtivo e geopolítico do bloco asiático, no qual se inclui o Japão; da Rússia de Putin em sua velha área de influência recuperada; da Índia no Sudeste asiático; e de “potências médias” ou “estados intermediários” como Irã, Brasil e Turquia. Essa ressurreição de “países que disputam regionalmente influência com os EUA” seria resultado da própria dinâmica contraditória da expansão do poder estadunidense (FIORI, 2010), mas não expressaria de maneira alguma a abdicação pelos EUA de uma hegemonia esmagadora:

“Os EUA seguem sendo o único *player* global, que está presente e disputa posições em cada uma e em todas as regiões do mundo (...) Deverão seguir aumentando sua capacidade militar em escala geométrica, numa velocidade que aumentará na medida em que se aproxime a sua ultrapassagem econômica pela China. Qualquer mudança mais

substantiva nesta correlação de forças só ocorrerá com o aumento da capacidade e do poder regional e global das novas potências que estão se projetando (...) (FIORI, 2010)

Se os desdobramentos da nova situação de disputa intercapitalista e interestatal são imprevisíveis no que tange à relação Estados Unidos-China – e com ela as possibilidades de um novo arranjo hegemônico –, mais discutíveis ainda são as possibilidades do Brasil e da América do Sul como um todo no novo desenho internacional que se conforma. Se não resta, entre estudiosos das mais diversas correntes, dúvidas sobre o papel protagônico da China nas próximas décadas, é alvo de acirrada polêmica a suposta “nova posição do Brasil no mundo”, como parte de um heterogêneo grupo de emergentes batizado de BRICS (pelo banco de investimentos Goldman Sachs e assim popularizado pela mídia) e líder do Cone Sul latino-americano.

Há dois extremos nesse debate, ambos a descartar para uma análise que, calcada nas tradições teóricas e metodológicas da Economia Política Internacional, tenha como objetivo diagnosticar o mais precisamente possível o peso e as possibilidades da economia e do estado brasileiros no cenário global. De um lado, há os que, movidos por necessidades de disputa política doméstica, ou focados apenas na análise da política externa sem base econômica nem geopolítica, aderem acriticamente ao discurso ufanista do “novo lugar do Brasil no mundo”. Estes tendem a confundir a vontade e a ação políticas governamentais (particularmente do Itamaraty sob a batuta de Celso Amorim e Samuel Pinheiro Guimarães, nos anos Lula, entre 2003 e 2009), de aproveitar o bom momento econômico e a conjuntura internacional favorável destes anos para uma maior afirmação do Brasil nos espaços internacionais, com a ideia de que o país já teria uma inserção qualitativamente diferente daquela da primeira década do século. Para estes, é como se o país já tivesse deixado para trás o passado dependente e subordinado. Esta visão tende a predominar entre os estudiosos das Relações Internacionais, como CERVO (2010).

Em oposição aos primeiros, resistem vozes que, em nome do “esquema centro-periferia” das escolas da Cepal, da teoria de dependência e da teoria marxista do imperialismo (com boa dose de nacionalismo metodológico, por mais contraditório que isso pareça), negam-se de antemão a reconhecer qualquer modificação positiva nos pesos econômico e político relativos do país. Para SAMPAIO (2012) e Ouriques (2010, 2012), o Brasil mantém intactas as condições de periférico,

dependente, subdesenvolvido e atrasado, tão bem diagnosticada, em seu tempo, por clássicos do século XX como Caio Prado Jr., Florestan Fernandes e até certo ponto o próprio Celso Furtado.

Não é escopo deste trabalho uma análise comparativa das diversas teorias sobre sistema internacional e da hierarquização entre estados e economias em cada uma delas, com os limites e vantagens para o diagnóstico da dinâmica da inserção internacional do Brasil. Portanto, esta análise e as perspectivas do país com as reservas do pré-sal se valerão das noções de “economia intermediária” (TAVARES, 2010), “grande estado periférico” (GUIMARÃES, 1999 e 2002) ou “país intermediário de grande porte” (BENJAMIM, 2002). Se não são ainda completamente desenvolvidas (e se confundam vez por outra com a ideia de “semiperiferia” da teoria do sistema-mundo de Wallerstein e Arrighi; ver nota à página 2), essas noções dão conta por ora: (1) da manutenção da subordinação do Estado e economia brasileiros ao núcleo do sistema econômico e interestatal do capitalismo, ou seja ao capitalismo financeirizado e centralizado politicamente pelos Estados Unidos – de fato de modo algum superada; e (2) da necessária diferenciação do país no mundo periférico, por conta de sua dimensão territorial, populacional, grau relativo de industrialização, influência em sua região e potencial de crescimento.

Note-se que mesmo GUIMARÃES (1999, 2002), principal artífice intelectual da opção por uma política externa com maior autonomia frente aos Estados Unidos e de maior ativismo nos fóruns internacionais, localiza o Brasil como parte, ainda que diferenciada, da periferia do sistema interestatal. Para o diplomata, o Brasil é um dos vários “grandes estados periféricos” (1999, pp.18 e 19). Analisando a estrutura do sistema internacional, ele detalha:

“As grandes potências se confrontam com uma miríade de pequenos, médios e micro Estados, em geral ex-colônias, que não são relevantes nem pelo seu poder econômico, nem político, nem militar, e com um reduzido número de grandes estados da periferia, que dispõem de territórios, populações e estoques de capital acumulado significativos e que têm relevância regional, tais como o Brasil, a Argentina, a África do Sul, a Índia, a Coreia, a Indonésia, etc. (GUIMARÃES, 2002)

BENJAMIM (2003), por sua vez, interpreta que o século XX alterou parcialmente o padrão anterior do capitalismo, em que um pequeno centro convivía com uma extensa periferia e no qual crescimento rápido só ocorria em regiões abundantes em recursos naturais. Com processos

intensivos de industrialização fora do centro, em particular no pós-II Guerra, teria surgido então esse “grupo de países intermediários, entre os quais o Brasil”:

“As condições estruturais desses países, somadas aos processos de modernização que experimentaram no século XX, os tornaram suficientemente fortes para que não devam ser confundidos com os países mais pobres e desassistidos, em geral de pequeno ou médio porte, que neste momento enfrentam dificuldades insuperáveis para sustentar projetos emancipatórios próprios”. (BENJAMIM, 2002, p.12).

Com dois desses “estados intermediários” associados no Mercosul, a América do Sul teria todas as condições de conformar mais um bloco econômico competitivo, na visão de ARCEO e URTURI, apesar das grandes limitações para uma estratégia industrializante comum. Para esses autores, assim como para FIORI (2007, 2012), depois da “década perdida” (para o crescimento) dos 80, por conta da crise da dívida; dos anos 90 marcados pelos programas de reformas neoliberais, que debilitaram suas economias; e dos ápices das crises argentina e venezuelana de 2001 e 2003, os países sul-americanos teriam retomado o caminho do crescimento. E, quase todos dotados de governos eleitos por movimentos em maior ou menor medida antineoliberais, teriam desde meados dos anos 2000 autonomia política maior que no período imediatamente anterior.

FIORI ressalta que a grande novidade no atual ciclo econômico da região é o peso comercial decisivo da China – que tem sido a grande responsável pelo aumento das exportações sul-americanas de minérios, energia e grãos – para o subcontinente. “A China (...) tem contribuído para uma maior autonomia da política externa da América do Sul com relação aos seus centros tradicionais de poder econômico e político”. (2007). Os economistas argentinos, por sua vez, preferem enfatizar o que seria um outro lado da moeda chinesa: que a competição industrial com o Leste asiático representa um perigo para os sul-americanos. Estes se manteriam “inseridos na velha divisão internacional do trabalho”, enquanto os asiáticos, ao mesmo tempo em que elevam sua demanda por produtos primários, exercem cada vez mais pressão competitiva sobre as atividades industriais do resto da periferia, “o que pode agravar sua restrição externa” As relações comerciais cada vez mais intensas entre a China e a América do Sul, assim como a expansão

econômica da China e da Índia sobre a África e dos países sul-americanos em particular, são, para Fiori “um fato de enorme importância no redesenho econômico do sistema mundial”:

“Pela primeira vez na história do sistema, as relações entre países em desenvolvimento e subdesenvolvidos (o que antes se chamava Terceiro Mundo) adquirem uma densidade material importante e expansiva, com capacidade de gerar interesses concretos, no mundo do capital e do poder. Quase no mesmo espaço onde floresceram, no século XX, as ideologias terceiro-mundistas e o movimento dos países ‘não alinhados’”. (FIORI, 2007, p.99)

Para o Brasil, especificamente, o cientista político vê três possibilidades nas próximas décadas, todas elas dependentes de escolhas políticas do próprio país, em especial nas relações com os Estados Unidos: (1) transformar-se, com sua produção de alimentos e o petróleo do pré-sal numa “economia exportadora de alta intensidade, periferia de luxo das grandes potências compradoras do mundo”, como teriam sido Argentina e Austrália no passado; (2) um caminho de combinação entre o potencial exportador com uma associação industrial a outra economia mais dinâmica (que podem ser, por razões históricas e geográficas, os Estados Unidos, ou, por novas razões, o bloco do Leste Asiático); e (3) um caminho mais parecido com o dos Estados Unidos do século XIX, combinando uma indústria de alto valor agregado com a capacidade única de exportação de alimentos e petróleo, num “caminho próprio de afirmação internacional”.

Em qualquer das três hipóteses, o Brasil estaria diante de um desafio inédito no sistema internacional: administrar durante anos ou décadas, num “trabalho extremamente complexo”, as relações de complementaridade e competição com a potência hegemônica e as demais potências, paralelamente à disputa com os EUA pela hegemonia da América do Sul, apresentando-se como uma liderança diferente: “O Brasil terá que inventar uma nova forma de expansão econômica e política continental e mundial, sem ‘destino manifesto’ nem missão missionária, e sem o imperialismo bélico das duas grandes potências anglo-saxônicas” (FIORI, 2012).

2. Papel do petróleo nos sistema econômico e na disputa inter-estatal

Os hidrocarbonetos fósseis (petróleo, gás natural, xisto betuminoso etc.) têm sido, sem lugar a dúvidas, as fontes energéticas propulsoras do desenvolvimento econômico e social da humanidade nos últimos 130 anos. Cabe verificar, no entanto, se é válida a tese, dada como certa por boa parte dos analistas da EPI, de que nunca antes na história humana uma fonte energética representou elemento tão crucialmente decisivo do funcionamento do sistema econômico-social hegemônico quanto o petróleo vem sendo desde fins do século XIX (marco da chamada Segunda Revolução Industrial). Caso comprovável a tese, é fundamentais esboçar quais seriam então as razões de tal importância.

Em sua historicização do uso social da energia, SAUER recorda que, a partir da introdução da agricultura e da pecuária, por volta dos 5.000 a.C., o uso do sol (“aproveitamento controlado da fotossíntese e da cadeia alimentar”), combinado com a força motriz dos animais e a força humana, foi a novidade que fundamentou o salto civilizatório. (SAUER, AMADO e MERCEDES, 2010). Na visão deste e de outros autores (a esse respeito ver LANDES, 1998), não se trata de escrever uma “História da Energia”, já que é impossível uma narrativa do uso da energia dissociada, artificialmente isolada, da história das formas de organização social e econômica adotadas pelos diferentes povos em diversos momentos.

Há grande convergência em torno de apontar o incipiente sistema urbano-industrial situado nos burgos europeus entre os séculos XIII e XIV como um marco de um novo paradigma, tanto econômico-social quanto de uso energético. O capitalismo embrionário criava “aparatos mecânicos, automáticos, que reduziam custos e ampliavam a fabricação das mercadorias, potencializando os ganhos de produtividade do trabalho socialmente incorporado” (op.cit, 2010). O segundo salto no uso energético viria a acontecer no século XVI, portanto antes, como uma espécie de antecâmara preparatória da Primeira Revolução Industrial:

“As primeiras máquinas térmicas, utilizadas para bombeamento de água para fora das minas, engendraram a futura construção de James Watt. [Nota: a máquina a vapor]. A associação destas máquinas com os teares ingleses estabeleceu o marco da Revolução Industrial” (SAUER et alli, 2010).

Limitada espacialmente à Inglaterra no transcurso do século XVIII, a Primeira Revolução Industrial foi capaz de reinventar o modo de produção e de vida de uma sociedade em menos de duas gerações. Teve como raiz a combinação de várias mudanças tecnológicas (propiciadas, é claro pelas mudanças econômico-sociais que as precederam): a substituição da força e habilidade humanas pelas máquinas – “rápidas, regulares, precisas, incansáveis”; das matérias-primas vegetais ou animais por minerais, com grandes avanços nos métodos de extração e transformação desses minerais (principalmente do carvão); e das fontes vivas de energia, como homens e bestas, por fontes inanimadas, “em particular, a invenção das máquinas para converter o calor em trabalho, abrindo assim uma quase ilimitada oferta de energia” (LANDES, 1998).

“Desde então, ter acesso à energia passou a ser sinônimo de progresso, desenvolvimento econômico e social e bem-estar; ao passo que não ter acesso a ela passou a representar o atraso, a pobreza e o desconforto” (PINTO JUNIOR., 2007).

Se a primeira etapa da Revolução Industrial foi movida a vapor e carvão, extraído em quantidades extraordinárias, a segunda etapa – ou Segunda Revolução Industrial, de fins do século XIX – desta feita já não só inglesa como europeia continental e norte-americana, terá como elemento propulsor a combinação industrial entre o motor de combustão interna e o petróleo, “com forte apoio do sistema financeiro” (SAUER et alli, 2010).

“Nessa mesma época [fins de século XIX], surgem as telecomunicações, o gerador, o motor e a transmissão elétricos. Os derivados do petróleo e a eletricidade, produzida a partir dos potenciais hidráulicos, do carvão e também do petróleo, tornaram-se a principal forma de energia no modo de vida urbano-industrial, situação que persiste até o presente. Desde então, o que houve foi a sofisticação e hegemonização do modo de produção capitalista, com sua inerente necessidade de multiplicação *ad infinitum*, ou enquanto a termodinâmica permitir, da acumulação do capital e da apropriação dos excedentes, de forma cada vez mais concentrada, com a descentralização da geração de riquezas, *não mais restrita à propriedade de um território específico*” (SAUER ET alli, 2010, último grifo nosso)

Cabe lembrar aqui que, até a década de 1880 (portanto nos primeiros 20 anos de sua extração), o petróleo foi utilizado somente como matéria-prima do querosene iluminante (YERGIN, 1992). É sua associação indissolúvel à indústria, como combustível de geração

elétrica, e ao transporte de mercadorias (graças aos motores a combustão) que vai catapultá-lo à condição de combustível de um mundo novo. Como relata Torres:

“[o petróleo] tornou-se a mais líquida das mercadorias e a mais difundida de todas as *commodities*. A generalização do uso de carros, aviões, navios e trens, movidos a gasolina ou diesel, confundiu-se com a reorganização espacial das indústrias e das cidades, permitindo a integração física de uma economia crescentemente urbanizada e internacionalizada. A existência de enormes reservas, aliadas a seu baixo custo de extração e às vantagens econômicas de sua utilização, tornou o ‘ouro negro’ a principal fonte de energia global” (TORRES, 2004).

Da vertente marxista da economia política, LINS (2008) detalha a explicação de sua corrente para o papel indispensável do petróleo no funcionamento do sistema. O óleo se torna imprescindível à esfera da *circulação do capital* – “segundo Marx, não menos necessária do que a própria produção”. O autor afirma, citando os *Grundrisse*, que “desenvolver meios de comunicação e transporte que permitam movimentar mercadorias com baixo custo representa ‘uma condição para a produção baseada no capital, promovida por este e por esta razão’ (MARX, op.cit. p.524)”. E conclui:

“Se transportar e comunicar são cruciais para a circulação e se revelam imprescindíveis ao processo acumulativo, o recurso cujo emprego determina esses movimentos – o energético – é decisivo para a dinâmica do capital. A energia participa da circulação como ‘propulsora’ e ‘lubrificante’, pois é central na solução da ‘corrida das mercadorias no espaço’, uma corrida que, na trajetória do capitalismo, cobre distâncias cada vez maiores (...) Mas sua importância vai além, pois a energia integra igualmente o que Marx denomina capital constante circulante (...) Os recursos energéticos são ‘matérias auxiliares, que os próprios meios de trabalho consomem durante seu funcionamento’ (MARX, volume 2, p...)” (LINS, 2008).

“Propulsor e lubrificante” da circulação do capital, parte do capital constante que circula no sistema, o elemento energético – petróleo no caso – é, então, mais que uma simples mercadoria: é o combustível do sistema como um todo notadamente a partir do século XX. Ainda insubstituível no transporte em plena segunda década do século XXI, cumpre papel estrutural no ciclo

econômico. Como recorda LINS, a natureza peculiar do transporte de mercadorias já era apontada por Marx:

“La circulación, es decir, el movimiento de las mercancías en el espacio, se traduce en el transporte de las mercancías. La industria del transporte forma, por una parte, una rama independiente de producción y, por tanto, una base especial de inversión de capital productivo. Por otra parte, se distingue por el hecho de manifestarse como la continuación de un proceso de producción *dentro* del proceso de circulación y para este” (MARX, 1968b, p.135).

2.1. A natureza estratégica do petróleo

Mas, por mais essencial que seja o petróleo ao funcionamento do “modo vida industrial”, não deriva de raiz meramente econômica sua natureza estratégica. “Historicamente, foi sua importância militar – não econômica – a que primeiro colocou o petróleo no centro da geopolítica internacional”, recorda TORRES (2004). Ao converter-se no combustível do transporte de um mundo em acelerada integração geográfica, passa a transportar também tropas e armamentos, com o que se torna peça-chave das disputas entre Estados, entre corporações de dimensão e poderio inéditos, e entre estados e essas corporações. Não por acaso o grande historiador da indústria petrolífera, Daniel Yergin, inicia sua obra-prima, relatando episódio de 1911, quando a Armada Britânica substituiu o carvão mineral pelo petróleo como combustível de sua poderosa frota, numa aposta arriscada do então jovem Winston Churchill, Primeiro Lorde do Almirantado:

“Entregar irreversivelmente a Marinha ao petróleo era na verdade ‘preparar-se para enfrentar um mar de problemas’, disse Churchill. Porém, os benefícios estratégicos – maior velocidade e um uso mais eficiente da energia humana – lhe pareciam tão óbvios que ele não perdeu tempo. (...) Não havia escolha, segundo suas próprias palavras: ‘A própria hegemonia era o prêmio para o risco’. Com isso, Churchill, às vésperas da I Guerra Mundial, captou uma verdade fundamental, aplicável não somente à conflagração que se seguiria como também às muitas décadas subsequentes. Pois por todo o século XX, o petróleo significou hegemonia” (YERGIN, 1994).

Portanto, se o sistema industrial trouxe a inédita simbiose entre indústria, capital financeiro e fontes energéticas, trinômio que move a economia capitalista global até nossos dias, a

compreensão sobre a natureza da mercadoria petróleo não fica completa sem o elemento estatal, ou seja, o poder político e militar ao passou a servir. E aqui cabe chamar a atenção para a expressão grifada na última citação de SAUER (pág. 25): erguido à condição de “combustível do capitalismo” no preciso momento histórico em que este sistema vivia sua primeira onda globalizadora (na clave marxista, a abertura da “época imperialista”), portanto, nas palavras do autor, de “geração de riqueza não mais num território específico”, a indústria petrolífera trouxe ao sistema interestatal novos e fundamentais elementos de tensão, negociação e conflito.

A razão parece simples: as jazidas do “ouro negro” são naturalmente distribuídas de forma desigual sobre o planeta, o que eleva a disputa econômica por elas (em geral situadas em países periféricos ou “de fora” dos centros dinâmicos) à condição de disputa não somente pela sobrevivência das grandes corporações multinacionais que essa nova indústria engendra mas também das economias nacionais, em particular das mais industrializadas, dependentes, tais como “suas” corporações, do controle político-militar, direto ou indireto, sobre territórios de outras nações ou povos. Afinal, “quem controlar a apropriação de qualquer elo importante da cadeia desse recurso natural controlará parte do poder”, resume SAUER (2010).

“A centralidade dos recursos energéticos na acumulação de capital e a proeminência do petróleo na matriz energética em nível planetário outorgam a essa commodity um papel decisivo na geoeconomia e na geopolítica do capitalismo”, afirma LINS (2008):

“Garantir o abastecimento, com livre acesso às fontes e adequada fluidez na oferta, e operar com preços que provoquem tão poucas turbulências quanto possível, são objetivos estratégicos para diferentes Estados. As regiões com destaque não só em produção e exportações, mas principalmente em reservas comprovadas, constituem, por isso, alvos privilegiados das iniciativas de diversos países em torno da energia” (LINS, 2008).

Assim, essa nova e vital riqueza (e os territórios nos quais buscá-la e extraí-la) passam a ser disputados não somente por um tipo novo de corporação capitalista, “algumas das maiores, mais sofisticadas e mais emblemáticas do mundo moderno” (TORRES, 2004), mas principalmente, pelos Estados, na busca constante (1) pela segurança de seu abastecimento (2) pela apropriação de parte do excedente (lucros) de “suas” grandes corporações privadas – de início somente norte-

americanas (Standard Oil, fatiada em 1911, e Gulf Company), uma inglesa (a Anglo Persian, depois British Petroleum) e uma holandesa (a Royal Dutch, mais tarde associada à inglesa Shell, formando a Royal Dutch-Shell); e (3) pela hegemonia político-militar da qual falava Churchill.

A esse respeito, Pinto Junior destaca o papel que o petróleo adquiriu, paralelo à competição entre a libra e dólar como modelo global, na disputa hegemônica entre Estados Unidos e Inglaterra entre fins do século XIX e o fim da II Guerra Mundial

“A partilha competitiva de vastas áreas geográficas detentoras de reservas e de potenciais mercados consumidores, originada no final do século XIX, entre as sete maiores (*majors*)⁵ empresas petrolíferas mundiais, promoveu conflitos e sucessivas negociações, sobretudo entre a diplomacia norte-americana e a britânica. Este campo de disputa empresarial e política findou com o domínio de 50% das reservas do Oriente Médio pelas cinco maiores petrolíferas americanas em 1948, em contraste com os 10% que controlavam em 1940. O domínio econômico, diplomático e militar dos Estados Unidos, após 1945, manifesto na implementação do Plano Marshall e na tutela sobre o Japão, definiu também o ingresso decisivo das empresas americanas nos mercados europeu e japonês de derivados (Clô, 2000; e Yergin, 1994)” (PINTO JUNIOR, 2007).

Como documenta fartamente YERGIN (1994) em relação à II Guerra Mundial, mesmo quando os conflitos são desencadeados por razões outras que não o petróleo, o acesso às jazidas e instalações produtoras passa a constituir elemento decisivo para o desfecho das batalhas, por conta da dependência do petróleo para o suprimento das tropas e para o transporte mesmo delas.

Findas as guerras, já em períodos de relativa “paz mundial” (leiam-se, a época da Guerra Fria e o período pós-Guerra Fria), o acesso às reservas, a distribuição das altas rendas petrolíferas e a garantia, por parte de corporações e seus estados hegemônicos, de fluxo contínuo de suprimento da mercadoria, continuarão colocando em campos opostos, sempre em tensa negociação e frequentemente em enfrentamento armado, estados hegemônicos e estados

⁵ As sete majors, ou “sete irmãs”, termo cunhado pejorativamente pelo italiano Enrico Mattei, CEO da ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) eram: Exxon (Standard Oil of New Jersey), Socony-Vacuum (Mobil, herdeira da Standard Oil of New York), Chevron (ex-Standard Oil of California), Texaco, Gulf Co., Royal Dutch-Shell e British Petroleum. (Cf Yergin, 1994, pág. 564-566).

detentores das jazidas (“países hospedeiros”), países consumidores contra países produtores. Como recorda Pinto Junior (2007), referindo-se ao pós-Guerra., “a questão do petróleo projetou a luta pela descolonização e pelo desenvolvimento dos países periféricos para a cena mundial”.

O papel decisivo dos recursos energéticos e do petróleo em particular no sistema internacional é reconhecido mesmo por teóricos institucionalistas das relações internacionais, que em geral tendem a reduzir a importância dos fatos econômicos. (Para uma crítica ampla e bem embasada das diversas correntes de RI em relação ao petróleo, ver FUSER, 2002.) É o que expressa também HAGE (2008), ele mesmo institucionalista, criticando Stephen Krasner, um dos expoentes de sua corrente:

“O fato de os hidrocarbonetos serem finitos alimenta o grau de acidez da ordem internacional que, sem um sistema efetivo de controle, permite que os Estados aumentem suas disputas, sua corrida pela sobrevivência, como corpos naturais que passam por momentos de fortaleza e ocaso. Poucos momentos do convívio internacional têm sido tão expressivos para medir a urgência de um compacto sistema coerente quanto os ligados aos energéticos. A urgência de segurança energética força os Estados a tomarem medidas auto-centradas, unitárias, para diminuir o grau de danos nacionais que podem ser advindas por falta de combustíveis. E falta de segurança energética são justamente os insumos básicos necessários para dar atividade regular ao transporte, à economia e aos instrumentos do poder nacional” (HAGE, 2008).

Por fim, é útil recordar que a convergência de opiniões em torno do papel vital do petróleo para a economia e a política internacionais, que atingiu não sem razão seu ápice durante a “crise dos 70” (década marcada pelas duas grandes “crises do petróleo”, de 1973 e 1979), viu-se abalada na década seguinte devido ao vigor do novo arranjo regulatório do mercado petrolífero, nada mais do que expressão setorial da “reafirmação da hegemonia norte-americana” (TAVARES, 1997). Esse novo arranjo institucional, sustentado na “diplomacia do dólar forte”, no controle político-militar dos EUA sobre o Oriente Médio e na financeirização do óleo, convertido em “moeda” transacionada em mercados à vista, futuro e de derivativos, levou boa parte dos analistas das relações internacionais e economistas ortodoxos à compreensão de que o petróleo teria passado, finalmente, a ser uma commodity como outra qualquer.

“Há nesse tipo de observação”, alerta Torres, “no mínimo, certo exagero”:

“O fato de ser atualmente comprado e vendido com base em estruturas flexíveis de mercado não é condição suficiente para sustentar essa afirmação. Do ponto de vista do mundo desenvolvido, e dos EUA em particular, o petróleo foi, é e continuará a ser um item importante de sua agenda de segurança nacional, não só em termos da garantia de sua oferta no longo prazo, mas também, e principalmente, do ponto de vista de seu fluxo corrente de suprimento”. (TORRES, 2004)

Respondendo à mesma “onda” entre analistas econômicos e de política internacional, o economista Antoine Ayoub é ainda mais contundente:

“Until the Gulf crisis of 1990-1991, many were arguing that oil had lost its strategic role, that it had become an ordinary commodity governed by the standards laws of the market, and that the market would peacefully solve any conflict within OPEC or between OPEC and the oil-buying countries. ‘Desert Storm’⁶ blew down those convictions by demonstrating, if it was still necessary, the strategic and vital role of oil. Furthermore, it indicated again the interdependence between economics and politics in everything concerning oil” (AYOUB, 1994).

2.2. As peculiaridades do mercado petrolífero

O debate em torno da natureza da mercadoria petróleo resulta do fato contraditório de que, por um lado, cumpre requisitos para a definição como commodity – uso generalizado, farto mercado consumidor, consumidores pulverizados e razoável homogeneidade enquanto produto, em que pesem os distintos tipos de óleo. Por essa razão, foi possível, no arranjo regulatório vigente entre 1984 e 2003 (TORRES, 2004, PINTO JUNIOR, 2007), estabelecer parâmetros de negociação da riqueza a partir de sua transação em bolsa, com preços até certo limite regulados pelo próprio mercado. No período em questão, vigorou um regime de flutuação dentro de uma faixa flexível situada entre um piso, abaixo do qual a exploração de reservas de maior custo ficaria inviabilizada e a arrecadação dos países exportadores deprimida, e um teto, acima do qual

⁶ Tempestade no Deserto (*Desert Storm*) foi o nome da ofensiva militar dos EUA, então sustentados por ampla aliança com países ocidentais, contra o Iraque, que havia invadido o Kuwait, em 1991. Foi a Primeira Guerra do Golfo.

haveria risco de recessão nas economias importadoras e estaria colocada a viabilidade do desenvolvimento de energéticos substitutos, indesejados pelos exportadores.

“Conclui-se que o petróleo tem seus preços estabelecidos diferentemente das demais *commodities*, as quais modificam suas cotações de acordo com as variações nas condições de base do mercado. No caso do petróleo, existe um preço piso e um preço teto para suas cotações, que não são influenciados apenas pelos desequilíbrios entre a oferta e a demanda, sendo a geopolítica um fator presente e determinante da formação dos seus preços” (PINTO JUNIOR, 2007)

Mas o valor “geopolítico e geoeconômico” do petróleo impôs desde o início da indústria mais do que uma formação de preços inusitadamente política ou geopolítica. O petróleo tornou-se objeto de um dos mercados mais oligopolizados (com menor número de agentes) e regulados (com as mais rígidas normas explícitas ou implícitas de funcionamento) da economia capitalista. Pode-se lançar mão da explicação generalizante de que essas características são resultado do fato de que produto se eleva à condição de “combustível da economia global” em pleno momento de ascensão do capitalismo monopolístico – em que se agudizavam as tendências ao mesmo tempo internacionalizantes e concentradoras da acumulação de capital.

No entanto, não se trata de simples coincidência cronológica, nem de relação de causa e efeito (em que a indústria petrolífera teria “seguido” uma tendência do sistema econômico): a expansão do uso do óleo e o desenvolvimento mesmo dessa indústria peculiar ajudam a forjar, em grande medida, as características dessa nova era do capitalismo, não por acaso literariamente apelidada de “era do Hidrocarboneto” (YERGIN) ou de “civilização do automóvel”. “O crescimento da Standard Oil”, um dos maiores quase-monopólios privados da história do capitalismo, exemplifica Pinto Junior, “foi produto da rápida industrialização da economia americana nas últimas décadas do século XIX, que, num curto espaço de tempo, transformou muitas pequenas empresas industriais descentralizadas em grandes conglomerados e trustes” (2007).

Foi a natureza complexa, obrigatoriamente mundial, portanto cara, da atividade inédita que ensejou o número reduzido de produtores, necessariamente “globalizados” ou globalizáveis. Os riscos embutidos na atividade exploratória e o prazo de retorno relativamente longo requeriam investimentos altíssimos para os padrões do início do século XX e exigiam das empresas um porte e uma capacidade financeira sem precedentes até então.

“As petroleiras, por seu tamanho e experiência, são responsáveis por financiar e gerenciar investimentos que isoladamente envolvem bilhões de dólares e horizontes de retorno que podem se estender por décadas. Comandam uma enorme massa de recursos que vai migrando ao longo do globo terrestre de áreas em declínio para novas fronteiras de produção” (TORRES, op.cit).

Com efeito, a atividade de exploração (pesquisa) e produção (extração) de petróleo é, além de capital intensiva, extremamente vulnerável a riscos. Há, antes que nada, o risco geológico, ou seja, a incerteza sobre se realmente vão se encontrar jazidas economicamente rentáveis. Em segundo lugar o risco político, ou geopolítico, “que pode advir de uma mudança inesperada e desfavorável do regime político do país hospedeiro e os seus efeitos nas condições de operação que conduzem a decisões de investimento nas firmas” (PINTO JUNIOR, 2007). Ao que se deve acrescentar o risco de guerras e sublevações sociais em regiões produtoras, capazes de não somente mudar regimes, como também de interpor obstáculos ao fluxo da mercadoria. Em terceiro lugar, como resultado da combinação dos dois elementos anteriores e dos elevados custos fixos, a necessidade de as empresas petrolíferas financiarem por si próprias a maior parte dos empreendimentos (com 70% a 80% de autofinanciamento).

Para fazer frente a essas características, as companhias petroleiras tenderam, em seu primeiro século de atividade de produtoras de energia (1880-1980), à integração vertical de suas cadeias produtivas, como empresas “do poço ao posto”, na esteira da pioneira Standard Oil, para distribuir os riscos e os custos entre os vários segmentos da cadeia. Assim, “elas tenta[va]m, por um lado, beneficiar-se das vantagens inerentes das economias de escala (...) e, por outro, busca[va]m a diversificação geográfica das suas atividades, operando em vários países hospedeiros” (PINTO JUNIOR, 2007). Com tais peculiaridades, a atividade de E&P requereu e

continua exigindo grandes empresas e grande quantidade de capital, o que representa por si só uma imensa barreira econômica à entrada na indústria de novos competidores.

O mercado petrolífero sempre careceu, ainda, de flexibilidade tanto para reduzir/incrementar rapidamente a oferta, quanto para mudanças bruscas na ponta da demanda, dadas as limitações de volumes nas reservas, os limites na capacidade de produção, a alta complexidade tecnológica dos processos e a dificuldade de substituição rápida (ou substituição em geral) do produto por outro energético. Some-se a essas características a inexistência do que os economistas neoclássicos denominam “perfeita informação” (ou isonomia de acesso às informações pelo conjunto de agentes de um determinado mercado), condição *sine que non* de um mercado concorrencial.

Vigora no setor do petróleo uma situação oposta pelo vértice à da ideal “isonomia”, portanto de “concorrência perfeita”, como querem os economistas neoclássicos: a informação sobre localização das jazidas, dimensões, quantidades recuperáveis de óleo, qualidade do petróleo, dificuldades tecnológicas para a extração, precisão dos melhores pontos para perfuração, taxa de sucesso dessa perfuração... Todas essas são informações que os governos de países produtores, as grandes e experientes corporações do ramo, sejam estatais, sejam privadas – e o imenso setor colateral de empresas especializadas em aquisição de dados geológicos e geofísicos (EADs) – mantêm secretas pelo maior período que as legislações nacionais permitem, seja para aproveitá-las diretamente seja para negociá-las a peso de ouro uns com os outros.

Finalmente, a história de seus mais de 150 anos de existência, desde o poço pioneiro do falso coronel Drake, na Pensilvânia de 1859, comprova que o mercado petrolífero praticamente nunca existiu sem normas de funcionamento rígidas, impostas pelos grandes agentes privados do setor e/ou pelos entes estatais, no mais das vezes em férreo embate uns com os outros. Essa regulação *lato sensu* (no sentido de ordenamento a partir de normas escritas ou tácitas de relação entre empresas, entre empresas e estados, entre estados e entes financeiros globais) constitui condição imprescindível para o bom funcionamento de um ramo industrial e comercial responsável pelo fornecimento de um produto estratégico para economias e estados, e em particular para aquele Estado que, lócus da segunda revolução industrial e a princípio maior consumidor e exportador do produto, ganhava terreno em sua luta pela hegemonia global: os Estados Unidos da América.

2.3. Evolução dos “sistemas de ordenamento” do mercado de petróleo

Assim, os ordenamentos normativos adquiridos ao longo do tempo pelo mercado global de petróleo correspondem a momentos específicos do avanço e eventual retrocesso da hegemonia americana, e são influenciados igualmente pelos avanços e retrocessos no fortalecimento dos estados produtores. São tão rígidos quanto o é a relação de forças entre os entes no sistema interestatal, o que não quer dizer de nenhuma maneira que tenham sido ordenamentos inflexíveis, imunes ao vaivém das contendas entre os agentes. Nos “anos dourados” do pré-Segunda Guerra, por exemplo, momento de disputa entre o velho e o novo *hegemon* (Inglaterra e Estados Unidos), em que a demanda pelo novo produto avançava ainda em progressão lenta fora dos EUA, o dólar e o poder americano emergentes, tanto globalmente como no setor em particular, fizeram valer contratos de longo prazo entre empresas multinacionais verticalizadas e países produtores fracos, extremamente submissos (TORRES, 2009).

Pinto Junior destaca o conteúdo e a importância desses contratos de concessão de longo prazo, que teriam combinado “formas contratuais comerciais privadas e elementos de direito público e doméstico e internacional”. Tinham duração de 65 a 70 anos, abrangiam praticamente todo o território do país concedente, e o cálculo dos lucros, portanto dos royalties devidos aos países concedentes, era totalmente controlado pelas companhias. “A posição subordinada dos Estados hospedeiros frente às companhias petrolíferas definiu uma relação de imposição sobre a de negociação”, diz o autor.

Além desses contratos altamente favoráveis às empresas, a década de 20 forjou também outros pilares fundamentais do regime que viria a se consolidar depois da Segunda Guerra. Na síntese de Ayoub:

“a) vertical integration from the ‘well to pump’; (b) horizontal (geographic) concentration allowing the management, under a common authority, of deposits dispersed in different countries; and (c) an agreement, implicit or explicit, between the companies regarding market sharing” (AYOUB, 1994).

Crucial para o desenvolvimento da indústria, o citado “agreement” entre empresas se realiza através de consórcios (*consortia*), como a pioneira Iraq Petroleum Company (associação de 1928

entre Standard Oil of New Jersey, Mobil, BP, Shell, Compagnie Française de Petróles e Calouste Gulbekian, para explorar conjuntamente as jazidas descobertas naquele país) ou dos acordos de cartel, como os iniciados em Achnacarry (Escócia), no mesmo ano, com versões revisadas em 1930, 1932 e 1934, que consolidam “a fase de reinado das Sete Irmãs” e cobrem “os principais tópicos de funcionamento da indústria”:

“(i) fixação de quotas de produção; (ii) fixação de preços e outras condições de venda; e (iv) controle das condições dos novos entrantes na indústria (Penrose, 1968; Blari, 1978). O sistema regulador de cartel qualificou-se para organizar e governar os mecanismos econômicos que promoviam, simultaneamente, a posição dominante (oligopólio) das sete *majors* e a estabilidade do crescimento da indústria petrolífera. Objetivos diferenciados, nitidez de funções e de competências (...) tornaram a instituição do cartel da indústria mundial de petróleo um ‘modelo’ de regulação corporativa privada.” (PINTO JUNIOR, 2007)

Assim, durante praticamente meio século (meados dos anos 20 a meados dos 70), nota Ayoub, “*the majors had under their control the exploration, production, transportation, refining and distribution of between 70% to 80% of all crude oil and oil products consumed in the ‘free world’ outside the United States*” (AYOUB, 1994).

AS SETE IRMÃS	
Anglo-Persian Oil Company (hoje BP)	Reino Unido
Gulf Oil (adquirida depois pela Socal)	EUA
Royal Dutch Shell (hoje Shell)	Reino Unido e Holanda
Standard Oil of California (Socal, hoje Chevron)	EUA
Standard of New Jersey (Esso, depois Exxon)	EUA
Socony-Vacuum (antes Standard Oil of New York, depois Mobil)	EUA
Texaco	EUA

Cabe aqui um parêntese para o peculiaríssimo mercado doméstico estadunidense, no qual vigorou, até 1912, a “regulação” pelo controle quase total do mercado exercido pelo trust da Standard Oil. A partir daquele ano, com o mais colossal processo anti-truste da história dos EUA (e quiçá do mundo), a Standard Oil se vê obrigada a se dividir em dezenas de companhias, o que acaba por se revelar benéfico tanto para o consumidor norte-americano quanto para o

desenvolvimento tecnológico do setor (YERGIN, 1994), em particular do refino. A partir do final da década de 20, depois da “inundação” do mercado americano pelo petróleo descoberto no Oeste, em particular do Leste do Texas, se travará uma luta atroz e decisiva entre produtores independentes e governos (dos estados e da União) por um controle mínimo das quantidades produzidas, visando à estabilidade dos preços e à conservação racional do recurso: o ente regulador pioneiro, ironicamente, foi a Comissão de Ferrovias do Texas (Texas Railroad Commission), que tentou, em 1933, estabelecer cotas de produção, mas o equilíbrio só viria em 1937 com o Pacto Interestadual do Petróleo, firmado sob o patrocínio da administração de Franklin Delano Roosevelt (YERGIN, 1994).

O “sistema das *majors*”, no entanto, seria, se não radicalmente revolucionado, pelo menos consolidado sob novas regras e sob um novo poder dirigente, os Estados Unidos, a partir do final da II Guerra. De fato, o período 1945-1973, ao qual Torres denomina de “Consolidação da Hegemonia Americana”, corresponde à época de vigência do sistema de Bretton Woods, da paridade ouro-dólar, ou seja, aos “30 anos gloriosos” do desenvolvimento capitalista. É marcado por uma dinâmica de transformações estruturais, de natureza geopolítica no mercado petrolífero: paulatino incremento da participação dos estados produtores na divisão das receitas; reingresso da União Soviética ao mercado a partir de fins dos anos 40; movimentos anti-coloniais que reivindicam maior participação na renda petrolífera e nacionalizam o ramo de petróleo. No entanto, é possível dizer, com Torres, que a regulação petrolífera do período esteve baseada em: (1) crescimento rápido da demanda; (2) formação de preços razoavelmente estável, uma vez que fixada pelas empresas e calculada sobre uma cotação fixa do dólar; (3) grande capacidade ociosa dos produtores; (4) continuidade da vigência de contratos de concessão ainda favoráveis, embora cada vez menos favoráveis, às petroleiras; (5) equilíbrio razoável entre oferta e demanda garantido por empresas verticalizadas; (6) condição dos Estados Unidos como ofertante de última instância em caso de eventuais discontinuidades no fornecimento; e (7) na segurança militar da principal região produtora, o Golfo Pérsico, garantida pela presença local de um condomínio anglo-americano.

Vale ressaltar que, no transcurso dos 15 anos seguintes à II Guerra, tempos de grande ‘boom’ da produção e consumo de petróleo e derivados, uma onda nacionalizante (anos 50 e 60)

e de reivindicação de soberania de estados periféricos sobre seus recursos naturais (que havia se iniciado antes, com a nacionalização do petróleo mexicano, em 1930, e as renegociações das concessões na Venezuela e no Irã durante a mesma década) vai erodir progressivamente o domínio das *majors*, fazer surgir a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e terminar por destruir o regime regulador garantido pelo cartel das sete com apoio do poderio americano.

O ordenamento posterior à primeira grande crise do petróleo (1973) e vigente até 1985, que Torres denomina “Condomínio Saudita-Americano-Iraniano”, vigorará num período de estagnação da produção e da demanda, dada a crise internacional, e se diferenciará da “regulação anterior” por: (1) uma formação de preços determinada pelos países produtores (agora organizados na OPEP e com maior controle sobre as informações e sobre operações), portanto instável; (2) uma capacidade ociosa muito restrita nos países produtores; (3) em contratos de compra e venda entre países exportadores e petroleiras agora de longo prazo e com limites para quantidade e fixação de preços; (3) num frágil equilíbrio de mercado, garantido por os citados contratos de suprimento de longo prazo; (4) na Arábia Saudita como ofertante de última instância; e (5) na segurança militar dos fluxos e suprimentos garantida por acordos bilaterais entre a potência hegemônica e os países exportadores, com o Irã como principal estado-gendarme da ordem (até a revolução de 1979).

Ayoub recorda que as nacionalizações e a criação da OPEP criaram, a partir dos anos 70, um “sistema dual”, com os países produtores controlando a exploração, produção e marketing do óleo cru (upstream), e as petroleiras internacionais controlando as atividades de transporte, refino, distribuição e venda de derivados (downstream). É a época do surgimento da dualidade entre IOCs (International Oil Companies), as petroleiras multinacionais privadas, e as NOCs (National Oil Companies), as petroleiras de propriedade total ou controladas pelos estados nacionais de países produtores, muitas das quais, entre as quais a Petrobras, se converterão também em empresas de atuação internacional.

O terceiro ordenamento regulatório do pós-guerra viria a se consolidar a partir de 1985 sob o signo da financeirização do produto, portanto com alta flexibilização da formação dos preços, embora persista a queda-de-braço entre grandes consumidores e os exportadores e a preeminência

de fatores geopolíticos. A instabilidade passa a ser padrão de mercado, decorrente de desequilíbrios importantes entre oferta e demanda, redução da capacidade ociosa global, e da globalização financeira, que converte o cru e seus derivativos em uma das mais importantes referências para investidores. Esse novo arranjo passa a se sustentar, a partir da Primeira Guerra do Golfo (1991), pela presença norte-americana direta no Golfo Pérsico. É o momento festejado pelos que tendem a minimizar a geopolítica como da “recomoditização” do petróleo. Com efeito, pelo menos o período 1985-2002, identificado por Torres como “do mercado flexível”, é de crescimento mais lento da produção e do consumo (em relação ao parâmetro do imediato pós-Guerra), de capacidade ociosa cada vez mais restrita e de manutenção dos sauditas como ofertantes de última instância.

As supermajors (IOCs)		As todo-poderosas estatais (NOCs)	
Companhia	Produção diária	Companhia	Produção diária
Exxon Mobil	5,3 mmbd	Saudi Aramco	12,5 mmbd
BP	4,1 mmbd	Gazprom	9,7 mmbd
Royal Dutch-Shell	3,9 mmbd	National Iranian Oil	6,4 mmbd
Chevron	3,5 mmbd	PetroChina	4,4 mmbd
Total	2,7 mmbd	Pemex	3,6 mmbd
Petrobras*	2,6 mmbd	Kwait Petroleum	3,2 mmbd
ENI	2,2 mmbd	AbuDhabi NOC	2,9 mmbd
Conoco Phillips	2 mmbd	Petrobras*	2,6 mmbd

Fonte: Rankings da revista Forbes 2012: As maiores empresas petroleiras, pelo critério da produção diária, em que a Petrobras aparece em 14º lugar, e o ranking das maiores empresas de capital aberto do mundo, com critérios de valor de mercado, receita e lucro, em que a Petrobras aparece em 10º lugar, sendo a quarta das petroleiras, somente atrás da Exxon-Mobil, a primeira, Shell, a quarta, e PetroChina, a sétima

(*) A Petrobras considera-se uma NOC, mas tem capital aberto, portanto figura nas listas baseadas em valor de mercado, numa situação similar à da PetroChina.

Mas o sistema tem características bastante distintas dos momentos anteriores: (1) os preços tornam-se flutuantes numa banda administrada pela OPEP, sob comando da Arábia Saudita, com forte tendência altista a partir da virada do século; (2) os mercados se diversificam, sendo o petróleo negociado em bolsa, à vista, no mercado futuro e por meio de derivativos nele lastreados; (3) as velhas empresas verticais se transformam, focando suas atividades na Exploração e Produção, terceirizando o refino, a comercialização, a coleta de dados e os serviços auxiliares da produção (como as sondas, as perfurações, o completamento etc); e com nova tendência à concentração, a partir das grandes fusões e aquisições dos anos 90. Da Primeira Guerra do Golfo (1991) em diante, a segurança dos fluxos e suprimento passam a ser garantidas, contraditoriamente à propaganda sobre a “recommoditização”, na presença militar americana direta e cada vez maior na principal região produtora.

3. Mercado petrolífero global: evolução recente e tendências

Para apontar em linhas gerais as tendências do mercado no qual o Brasil do pré-sal se inserirá como *player* de peso inédito, é necessário analisar de mais perto alguns acontecimentos que, nas últimas duas décadas, se não chegaram a transformar radicalmente o regime do “mercado flexível” descrito acima, pelo menos tiveram importância decisiva para adaptá-lo a novos tempos econômicos e geopolíticos. Três são as esferas articuladas desta análise, como aconselham EL-GAMAL e JAFFE (2010): a economia da energia (as características estruturais do mercado de óleo e a sua dinâmica peculiar), a geopolítica do Oriente Médio e a evolução financeira do sistema econômico. Nas três dimensões, os autores citados consideram ter havido mudanças fundamentais em meados dos anos 90.

3.1. O “mar de óleo” e a crise asiática

Entre 1986 e 1998, os preços do petróleo cru caíram consistentemente em média um dólar ao ano em termos reais (chegando a menos de US\$10 por barril no auge da baixa, em 1998). A indústria manteve enorme capacidade ociosa concentrada nos países da Opep. Os investimentos na base produtiva, em particular em qualificação de pessoal e equipamentos e instalações, minguaram. Projetos de novas refinarias foram paralisados, com a margem de lucro no refino situando-se em pífos 5%. O geólogo e economista norte-americano Robert Mills (de quem são os dados anteriores), ex-Shell e hoje executivo da estatal do petróleo dos Emirados Árabes, recorda:

“Only three new offshore rigs were delivered worldwide between 1994 and 1997 (compared with one hundred planned for 2007-2010), whereas from the early 1980s to 1999, the US industry she 520,000 jobs, an astonishing 64% of the workforce” (MILSS, 2010)

Para essa baixa que ameaçava a sustentabilidade futura do suprimento mundial (uma vez que os preços já não incentivavam investimento na produção a médio e longo prazos), contribuiu, em 1996, a volta do óleo iraquiano ao mercado depois da Primeira Guerra do Golfo, sob os auspícios do programa das Nações Unidas “petróleo por alimentos”. Mais decisiva, no entanto, foi a política agressiva da Venezuela pré-Chávez, que, entre 1992 e 1998, sedenta por receita de exportações, insistia em ofertar mais do que a cota determinada pela Opep, enquanto a Arábia

Saudita, favorecida pelo seu baixíssimo custo de produção, se mostrava “relutante em cumprir seu antigo papel de mera estabilizadora de preços” (EL-GAMAL e JAFFE, 2010), insistindo que todo corte na produção fosse dividido *pro rata* entre os membros do cartel. “The combined overproduction of the two countries created an excess of oil inventory of 400 million barrels. The WTI barrel price fell from \$ 27 in spring of 1997 to \$10 in winter 1998-1999”, lembram os autores.

O estrago seria ainda maior porque o mercado é abalado pelo brutal declínio da demanda asiática (demanda essa que havia sustentado os preços no período anterior), resultante da crise financeira de 1997-1998 naquela região – na visão unânime dos analistas. A demanda global pelo óleo cru tem elevação de apenas 0,5% em 1997 e 1998, quando a média dos anos anteriores havia sido de 2% a 3% anuais. A resposta da indústria à baixa é tão violenta quanto o declínio na curva dos preços: demissões em massa, terceirizações e a onda de fusões e aquisições que dá origem, nas palavras de YERGUIN (2011) às *supermajors*.

A BP adquire a Amoco (a ex-Standard Oil of Indiana) e em seguida a californiana Arco. Duas outras aristocráticas e todo-poderosas descendentes do antigo império Rockefeller, a Exxon e a Mobil, se fundem na Exxon-Mobil logo depois, no mesmo 1998. Na Europa, a francesa Total adquire a belga Petrofina (fundamentalmente de refino) e rapidamente convence o governo social-democrata a liberar a aquisição da ex-estatal Elf. A Chevron, antes Standard Oil of California, terceira maior petroleira americana, funde-se com a texana Texaco. A Phillips, de Oklahoma, adquire a Conoco, até então controlada pelo conglomerado dos DuPont. E a Shell permanece de fora da maior onda de fusões já vivida por um único setor da indústria em tão pouco tempo. (MILLS, 2010, homem da indústria, atribui a esse isolamento e à pressão dos acionistas na competição desigual que começava, a decisão de gestores da Shell de contabilizar reservas duvidosas, pelo menos pelos critérios da Security Exchange Commission.)

A crise dos preços provoca reação também entre os países produtores que chegam a acordo no âmbito da Opep, em março de 1998, com o simbólico compromisso de cooperação por parte dos não-Opep Rússia, Omã e México (EL-GAMAL e JAFFE, 2010). Um corte de 1,485 milhão de barris diários na produção eleva o preço do barril a US\$ 22. O sucesso da reação leva os produtores a mirar os US\$ 30 por barril, logo em seguida os US\$ 50 e assim por diante. A disputa entre grandes produtores como Venezuela e Arábia Saudita, que havia marcado o início da

década, é substituída por um consenso na OPEP em torno de manter muito mais restrita do que antes a capacidade produtiva ociosa.

3.2. A Opep reage: redução da capacidade ociosa

Na interpretação pragmática de Mills (2008), a postura dos sauditas não se deveu apenas às lições tiradas da “guerra de preços”, imposta pela Venezuela, mas também à inconformidade com os custos altos da manutenção da *spare capacity*: em 2007, para manter os 7 bilhões de barris/dia de capacidade ociosa que manteve nos anos 80, início dos 90, o reino árabe deveria investir de US\$ 20 a US\$ 40 bilhões, algo como 6% a 12% do PIB do país (cálculo do autor sobre dados do DOE americano, com preços de 1996 deflacionados para 2007). O autor explica, referindo-se aos países produtores:

“They prioritized debt repayment and economic reform over investment in additional capacity, which would only drive prices back down, and the almost universal nationalization of the petroleum industry throughout OPEC removed a powerful constituency, the IOCs, who would have pushed for higher outputs.” (MILLS, 2008).

Tabela 2. Evolução da capacidade de produção e da capacidade ociosa da Opep								
Pais-membro	1979	1983	1990	1997	1998	2000	2001	2005
Arábia Saudita	10,84	11,30	8,0	9,65	9,50	9,50	9,90	10,30
Irã	7,0	3,0	3,10	3,70	3,70	3,75	3,80	4,00
Iraque	4,0	1,50	3,60	2,30	2,80	2,90	3,05	1,80
Capacidade	38,76	37,75	27,60	30,34	30,55	30,44	31,38	30,57
Vendas	34,01	16,65	22,20	27,59	25,85	30,04	28,23	29,87
Capacidade ociosa total	4,75	15,10	4,40	2,75	4,70	0,40	3,15	0,70

Fonte: EL GAMAL e JAFFE (2010), baseados em estimativas do Energy Intelligence Group e do Baker Institute

Assim, entre 1998 até 2005, a capacidade de produção dos países da OPEP se mantém constante, apesar da recuperação mundial e da demanda crescente pelo cru, fazendo cair a capacidade ociosa dos 4,7 bilhões de barris/dia de 1998 para 700 milhões em 2005. (Mais recentemente, recordam EL-GAMAL e JAFFE, 2010, os sauditas investiram US\$ 10 a US\$ 15 bilhões para manter sua capacidade ociosa oscilando entre 1 bilhão e 1,5 bilhão de barris diários, diante do declínio da produção de alguns de seus campos maduros.) A política de preços da Opep passa a ser, na visão de Mills (2010), a de mirar nos estoques: sempre que os volumes de cru estocados pelos maiores países consumidores crescia acima de determinado limite, o cartel impunha novos cortes na produção.

Essa novidade não chegou a retirar da Arábia Saudita seu papel-chave de maior aliado estratégico dos EUA no Golfo Pérsico, nem sua função estrutural de fornecedor de última instância, “como um banco central do óleo”, apontada por Torres como característica fundamental do ordenamento pós-crisis dos 70. Mas expressou, sim, um novo tipo de relacionamento entre a potência hegemônica e a Opep, numa espécie de queda-de-braço negociadora permanente, que El-Gamal e Jaffe batizaram de “barganha competitiva”. Assim, segundo a dupla de analistas, os países produtores teriam passado à ofensiva. O objetivo deixara de fato de ser manter os preços oscilarem dentro de uma banda flexível, mas de forçar paulatinamente pela elevação do teto da banda:

“The emerging relationship – driven by antagonisms between the United States and many OPEC countries – became competitive. As the dollar began its slide in recent years, OPEC countries also felt that the fair dollar price of crude must be increased to counter the dollar’s declining purchasing power. (EL-GAMAL e JAFFE, 2010).

3.3. A Guerra ao Iraque e a volta dos filhos pródigos

Os ataques de radicais islâmicos às Torres Gêmeas de Nova York, em setembro de 2001, e a resposta agressiva dos falcões neo-conservadores da *entourage* de George W. Bush, que prepararam durante dois anos e finalmente realizam a invasão do Iraque em março de 2003, viriam cair como gasolina no fogo da tendência altista dos preços do petróleo. Mais uma vez, não se trata de uma revolução no ordenamento do mercado. A Segunda Guerra do Golfo, do ponto de vista geopolítico, pelo menos num primeiro momento, somente tornaria mais direto o controle dos Estados Unidos sobre a região. Somente? O preço da ofensiva militar seria bem mais alto,

dando razão velho colaborador de Bush Senior para assuntos de Segurança, Brent Scowcroft, citado por Yergin (2010). Scowcroft havia alertado, em artigo publicado pelo *Wall Street Journal* em agosto de 2002, que, para cumprir os objetivos dos EUA no Iraque, uma invasão deveria ser seguida por uma ocupação de larga escala e longa duração. “It will not be a cakewalk”.

E, com efeito, passados quase 10 anos, não tem sido um passeio para as forças norte-americanas *in loco*, nem para o necessário “consentimento global” em torno da supremacia da potência hegemônica. “A persistência da instabilidade política e institucional no Iraque dificultou a retomada sustentável da produção e das exportações iraquianas”, recorda Pinto Junior (2007). A produção do país ocupado, que havia chegado a cerca de 4 milhões de barris/dia em 1990 (antes da Primeira Guerra do Golfo) e havia a duras penas voltado a 3 milhões de bb/de em 2001 (portanto 10% da produção da OPEP), limitava-se a 1,8 milhão de bb/d em 2005⁷, como resultado da destruição de instalações e dutos por forças pró-Sadam num primeiro momento e, a partir do segundo trimestre de 2004, pela “insurgência”, num quadro que Yergin (2010) recorda ter sido de verdadeira guerra contra a ocupação.

O Iraque só alcança novamente o nível de produção de óleo de antes da invasão em 2009 (YERGIN, 2010). Mas a maior “contribuição” da intervenção militar norte-americana seria a agudização da instabilidade na região estratégica:

“(…) tornou-se difícil prever a retomada de investimentos em expansão e a recuperação da capacidade global da produção de petróleo (...). O aumento das tensões envolvendo o Irã (especialmente suas estratégias acerca do uso da tecnologia nuclear) ampliou as fontes de incerteza quanto ao equilíbrio geopolítico no Oriente Médio, fazendo com que mercado de petróleo passasse a cobrar um prêmio de risco elevado.” (PINTO JUNIOR, 2007)

Não ficaria completa uma análise da geopolítica do óleo e da oferta global de produto no período sem citar com o devido peso o reingresso da Rússia e das ex-repúblicas soviéticas do Azerbaijão e do Cazaquistão no mercado internacional. Com reservas de óleo em torno de 125 bilhões de barris⁸, os três estados da macrorregião do Cáucaso viriam a atravessar, numa década, transformações aceleradas, que retiraram suas indústrias em geral obsoletas do caos provocado

⁷ Dados do *Energy Intelligence Group* com estimativas do *Baker Institute*, usados por El-Gamal e Jaffe.

⁸ Dados da ANP, baseados em BP.

pelo fim da URSS e as levariam, reprivatizadas parcialmente, mas com forte participação direta ou indireta dos novos estados, a se reassociar a petroleiras ocidentais para tocar projetos que as religaram ao mercado global – nominalmente o campo *offshore* de Azeri-Chirag-Gunachi, a 120 km da costa do Mar Cáspio, do Azerbaijão; e os grandes oleodutos Baku-Tbisili-Ceyhan e o Tengiz e Cáspio. Comentando o significado econômico e políticos desses projetos, Yergin afirma:

“These deals were significant as turning points – for the way in which they redrew the map of world oil, for their geopolitical impact, for the consolidation they provided to the newly independent states, and for the way in which they reconnected the hydrocarbons of the Caspian to the world economy – on a scale that could never have been imagined during the first great boom a century earlier.” (YERGIN, 2010).

Com a reestabilização da Rússia sob a *manu militari* de Putin e o desenvolvimento dos projetos citados em torno do Cáspio, a produção dos três estados teve um incremento de 44% entre 2002 e 2011, tendo o Cazaquistão quase duplicado e o Azerbaijão triplicado sua produção nesse período (ANP, 2012).

3.4. A “globalização da demanda”

No entanto, nem a volta ao mercado da produção desses filhos pródigos, nem o incremento nos velhos produtores, muito menos as promessas de desenvolvimento no Golfo do México, em novas fronteiras exploratórias na África, na América do Sul (Brasil, Colômbia, Equador) e na Ásia, poderiam ainda fazer frente ao que, a partir de 2004, ficou conhecido como “choque de demanda”. O rápido e inédito crescimento chinês que, acompanhado pelo da Índia e combinado com um crescimento importante também no consumo norte-americano, “comeu o que ainda restava de superávit” de produção, na síntese de Mills (2008), teria sido o principal motivo da alça continuada dos preços: entre 2004 e 2011, o barril do Brent saltou de US\$ 38,21 para US\$ 111,38 (346% de alta), enquanto o WTI partia de US\$ 41,42 em 2004 para os recentes US\$ 94,84, numa alça de 129% (dados da ANP, 2012, baseados no Platt’s Crude Oil Marketwire).

Vale a pena detalhar a explicação didática de Mills, como exemplo da visão segundo a qual essa disparada seria resultante das mudanças na relação oferta-demanda entre fins dos anos 90 e primeiros anos do novo século, num contexto de paralisia dos investimentos em novos projetos:

“In the United States, low energy prices encouraged unrestrained consumption and undid the hard work of energy efficiency in decades after 1973. In China, India and other rapidly industrializing nations, a significant percentage of the population for the first time reached income levels sufficient to afford personal automobiles, car ownership in China rising by 80 percent in 2003, 15 percent in 2004 and 12 percent in 2005. Demand for consumer goods made from plastics led to a boom in petrochemicals. Bottlenecks in gas supply forced the burning of fuel oil to meet electricity demand from legions of new televisions and air conditioners.” (MILLS, 2008)

Sempre preciso e elegante, Yergin (2010) chamou o fenômeno expresso na alta acelerada dos preços na primeira década do século XXI de “globalização da demanda”. De fato, no período 2001-2010, enquanto o consumo norte-americano se mantinha praticamente estagnado na casa dos 18 a 20 milhões de barris diários, o da China saltava de 5,26 milhões de bb/de em 2002 para 9,758 bb/d em 2011 (mais de 10 milhões se somado o consumo de Hong Kong), dos quais cerca de 45% provenientes de importações. A Índia, por sua vez, via seu consumo de petróleo avançar de 2,4 milhões de bb/d em 2002 para 3,5 milhões em 2011.

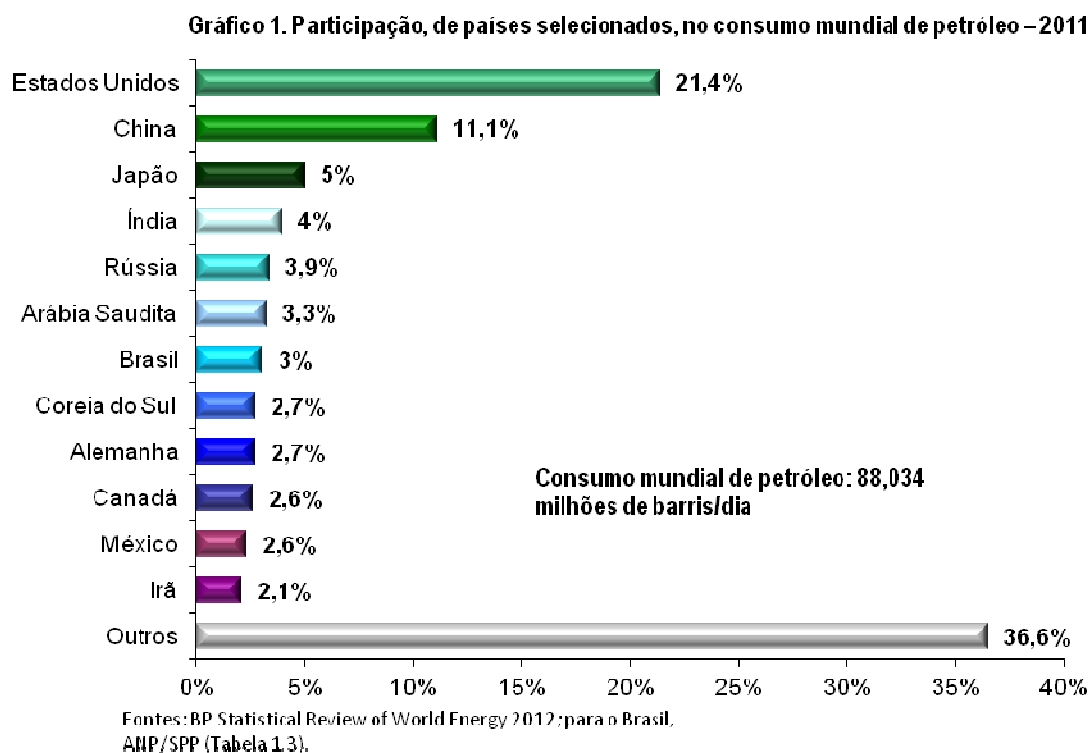
Tabela 3. Preços médios no mercado spot dos petróleos dos tipos Brent e WTI – 2002-2011											
Petróleo	Preços médios no mercado spot de petróleo (US\$/barril)										11/10 %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Brent¹	24,98	28,84	38,21	54,42	65,03	72,52	99,04	61,67	79,04	111,38	40,91
WTI	26,09	31,11	41,42	56,50	66,01	72,26	98,58	61,90	78,97	94,84	20,10

Fonte: ANP, baseada no Platt's Crude Oil Marketwire.

Notas: 1. Dólar em valor corrente. 2. Dados revisados pelo Platt's.

¹Os preços médios do petróleo Brent foram calculados a partir dos preços Brent Dated.

Tão importante quanto analisar o consumo é observar, como aconselha Pinto Junior, a evolução das importações. “Esta variável”, diz, “é normalmente mais importante para explicar as flutuações dos preços, pois retrata de forma mais precisa a situação do mercado internacional”. O autor chama a atenção para o fato de que, entre 2000 e 2005, o consumo mundial do óleo crescia a 1,7% ao ano, enquanto as importações mundiais duas vezes mais rápido: 3,2% anuais. Em 2008, a China já havia se tornado o segundo maior importador do mundo.



Seria, portanto, mais do que um salto no consumo global, com promessas de permanência, com os mesmos importadores e exportadores, mas uma verdadeira reformatação das transações (ver gráficos 7 e 8) que, sobre a base das incertezas provocadas pelo Iraque conflagrado, pelos rumos da Venezuela sob Chávez e por greves e ataques paramilitares a instalações na África, resultou num “choque de reconhecimento de uma nova realidade”:

“Between 2000 e 2010, world oil demand grew by 12 percent. But by now, the split between the developed and the developing countries world is 50-50 (...) The new demand shock was powered by what was the best global economic performance in a generation and the shift toward the emerging market nations as the engines of global economic growth. Yet this had taken the world by surprise” (YERGIN, 2010).

A esse redesenho entre os agentes do comércio de óleo físico, deve-se acrescentar que a demanda crescente “pegou” a indústria reestruturada pelas fusões, *lay-offs* e *out-sourcings* da década anterior, sem grandes projetos de exploração ou em desenvolvimento capazes de fazer a produção aumentar em ritmo que respondesse pelo menos em parte ao “choque”. Projetos viáveis no Mar do Norte, Golfo do México, Nigéria, Austrália e Rússia tinham sido evitados pelas IOCs

e seus executivos, ainda traumatizados pelo “mar de óleo” e pelo barril de U\$S 10 do momento da crise asiática. No relato de Mills, quando a indústria percebe que os preços se manteriam em alta e que valia a pena voltar a investir, a partir de 2004, faltavam geólogos, engenheiros, técnicos e operários. E os equipamentos típicos da indústria (sondas, compressores, plataformas e até as embarcações para sísmica marítima) estavam em verdadeiro “apagão”. Custos de dutos, plataformas, barcos e qualquer coisa metálica disparavam no ritmo da “voraz demanda da China por matérias-primas”. “In this way, much of the increased capital spending was eaten up by rising costs. A typical offshore project today is 70 percent more expensive than four or five years ago” (MILLS, 2008).

Tabela 4. O ranking dos maiores importadores de óleo em 2011

País	Volume importado em milhões de barris/dia	País	Volume importado em milhões de barris/dia
1º EUA	9,213	6º Alemanha	1,876
2º China	4,753	7º Itália	1,592
3º Japão	3,472	8º França	1,297
4º Índia	3,271	9º Singapura	1,137
5º Coreia do Sul	2.372	10º Espanha	1,061

Fonte: Elaboração própria com base em EIA/DOE

3.5. Dólar e óleo: o papel da financeirização

Apesar da importância preponderante dos fatores estruturais (endógenos) do mercado de petróleo, com ingredientes sempre geopolíticos, para explicar a alta nos preços do óleo de 2004 para cá, não restam dúvidas aos analistas econômicos, ortodoxos ou heterodoxos, de que as finanças internacionais – expressão determinante do estado do sistema econômico como um todo – contribuíram para tornar acirrada e permanente a tendência altista. As diferenças de visão situam-se no grau de influência que o desenvolvimento dos mercados futuros de petróleo teriam tido para o choque de preços iniciado em 2004. Ou, colocado de maneira mais direta, o quanto haveria de especulação financeira na formação de preços do óleo no período recente.

YERGIN (2010) defende que o período foi marcado pela articulação entre o “choque de demanda”, “amplificado pelos mercados financeiros”, que teriam “incorporado a nova dinâmica

do óleo”. A “grande alta” não teria começado como uma bolha, mas teria se tornado uma bolha em algum momento entre o segundo semestre de 2007 e o início de 2008, quando “as forças que empurravam para cima o preço do petróleo deram as costas decisivamente para os fundamentos do mercado mirando alguma outra coisa – ‘hiperapreciação os preços dos ativos’”. Até aquele momento e desde 1983 (quando o barril de WTI passou a ser negociado na NYMEX, dando início à era do “barril de papel”), segundo o analista e historiador do petróleo, a mercadoria, justamente por sua importância estratégica para o funcionamento do sistema, havia se tornado objeto de negócios preferencial de fortunas que buscavam se proteger (*hedge*) de depreciações conjunturais da moeda global, ou seja, da inflação norte-americana.

“Oil was a hedge against a weaker dollar and the risk of inflation. So as the ‘price’ of dollar went down against other currencies, particularly the euro, the price of oil went up. (...) it was also becoming a financial instrument, a financial asset. Some called this process the ‘financialization’ of oil. Whatever the name, it was a process that had been building up over time” (YERGIN, 2010)

Numa abordagem assumidamente herdada de Hyman Minsky, EL-GAMAL e JAFFE (2010) consideram que a intensificação da especulação com o petróleo exatamente no mesmo período apontado por Yergin (2007-2008) expressava o momento de euforia do ciclo econômico, em que os investidores, seguros e otimistas, graças ao crescimento global dos anos anteriores, apostavam em ativos com fundos que os bancos “emprestavam felizes”, e em que os reguladores relaxavam as normas, “preparando o desastre”:

“The oil bubble can be explained based on predictions of dollar depreciation and expectations of chinese growth. In this regard, oil has become literally ‘black gold’, in the sense that investors can use it as a hedge against dollar-denominated price inflation in other commodities. This hypothesis is supported by the fact that energy inflation was significantly more pronounced than inflation in other primary commodities during the commodity bubble 2003-2008” (EL-GAMAL e JAFFE, 2010)

Cabe ressaltar que o período da “bolha do óleo” coincide exatamente com os meses em que já se multiplicavam os sinais da crise imobiliária norte-americana, quando os generais do sistema financeiro já se movimentavam em torno do que fazer diante da anunciada explosão da bolha dos títulos *subprime* do mercado hipotecário dos EUA. Na expectativa do “desastre minskyano” que acabou sobrevivendo com a quebra do Lehman Brothers, em setembro de 2008, os papéis lastreados em petróleo converteram-se, mais do que nunca, em refúgio contra o dólar. Evidente que, no

contexto desse movimento especulativo, veio ajudar fortemente os especuladores a ressonância re-atribuída pelo *mainstream* econômico à teoria do “Pico de Hubert”, do fim iminente do petróleo, do crescimento inexorável e irrefreável da China e da perspectiva de racionamento geral nos derivados petrolíferos.

A bolha só teria fim com a quebra do Lehman e a conversão da crise imobiliária em crise financeira global, com repercussões sobre o crescimento da economia mundial, além de crise política na potência hegemônica. A atual “grande recessão” a esta altura já estava em curso. O preço do barril, que havia batido os inacreditáveis (até então) US\$ 147 em julho de 2008, despencou para US\$ 32 no fim daquele ano, para, uma no mais tarde, voltar à casa dos US\$ 80. O “susto” do *overshooting* nos preços de petróleo naqueles meses entre 2007 e 2008 não somente demonstrou a já incontornável conversão do óleo em instrumento financeiro de primeira linha. Indicou também a perspectiva de transformação da instabilidade extrema em regra, tendo em vista não somente a financeirização, como as mudanças profundas no eixo de crescimento da economia global, a permanência dos desequilíbrios entre oferta e demanda, e os conflitos geopolíticos crescentes de um mundo em reordenamento. “*The United States will find it impossible to eliminate price swings in the coming years, and so it will need to learn to live with them as best it can*”, aconselham os consultores para petróleo e segurança internacional MCNALLY e LEVI (2011).

3.6. Tendências no mercado mundial até 2030: reordenamento?

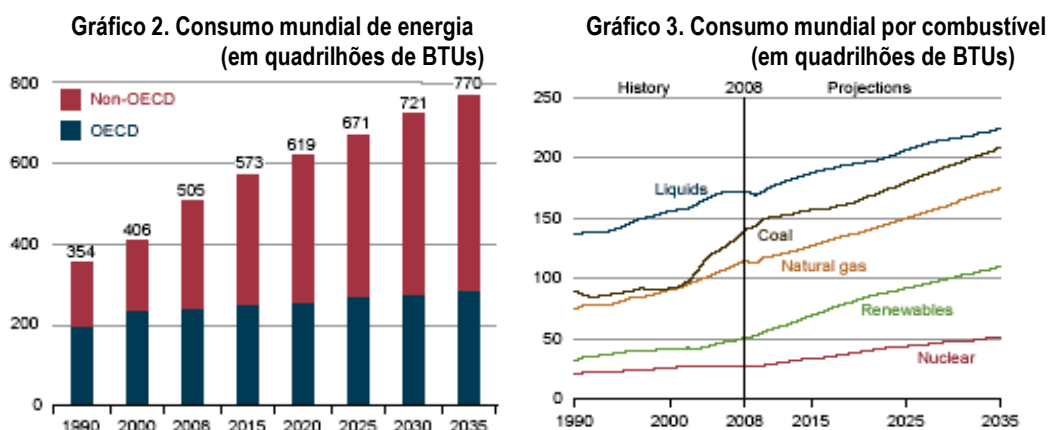
As projeções das instituições de coleta de dados e pesquisa econômica mais qualificadas da área energética no mundo – Agência Internacional de Energia (AIE), BP, EIA (Energy Information Administration, do Departamento de Energia dos Estados Unidos) e a consultoria privada HSI-Cera (Cambridge Energy Research Association) – indicam unanimemente um cenário de alta da demanda mundial por energia nas próximas duas décadas, com redução do ritmo do crescimento da demanda por petróleo. O mais recente *World Energy Outlook* (de 2012), da AIE, projeta um consumo mundial de energia 33% maior em 2035 (16,75 MTboe⁹) em relação a 2011 (12 MTboe) – um crescimento menor que os 37,5% estimados para 2030 pela

⁹ Milhões de toneladas de óleo equivalente.

edição de 2009 do relatório, já refletindo o prolongamento da recessão na Europa e o crescimento fraco dos EUA nos últimos quatro anos.

O EIA, do Departamento de Energia dos EUA, utilizando outra unidade de medida, projeta incremento de 30% na demanda mundial entre 2008 e 2030 e a mesma desaceleração no ritmo do crescimento da participação dos hidrocarbonetos líquidos:

“Although liquid fuels—mostly petroleum based—remain the largest source of energy, the liquids share of world marketed energy consumption falls from 34 percent in 2008 to 29 percent in 2035, as projected high world oil prices lead many energy users to switch away from liquid fuels when feasible” (EIA/DoE, 2013).



Fonte: EIA/DoE

Mas, segundo a AIE, serão apenas 15% de crescimento para a demanda por óleo (87,4 milhões de barris/dia em 2011 para 99,7 milhões de barris/dia em 2035). Essa desaceleração na alta da participação do petróleo na matriz global, no entanto, será bem menor do que o prognosticado em décadas anteriores, em especial pelos seguidores de Marion King Hubbert¹⁰, e

¹⁰ Marion King Hubbert (1903-1989), geólogo norte-americano, formulou a teoria, baseada em sofisticados cálculos físicos e estatísticos, sobre a ascensão e queda das reservas de petróleo existentes na Terra. Essa abordagem ganhou grande repercussão nos anos 70, quando os EUA deixaram de ser exportadores, porque aparentemente o fato confirmava a previsão de Hubbert para seu país. Na teoria do “pico do petróleo” (*oil peak*) de Hubbert, o ritmo da extinção do produto obedece ao desenho de uma curva em forma de sino que, antes do declínio, desenha um platô.

menor mesmo do que o proposto como “Cenário Mundo Eficiente”¹¹ pela AIE, devido fundamentalmente a dois fatores, um já bastante conhecido e outro absolutamente novo.

O fator conhecido, como aponta a AIE, é que perto de 90% desse acréscimo na demanda, ao contrário dos idos do século XX, virá do grupo de países da “não-OCDE”, em particular da China e da Índia (que serão responsáveis por 65% do total de energia demandado). Será justamente o mundo em desenvolvimento e subdesenvolvido, com os superpobulosos China e Índia à frente, mas também com contribuições do Oriente Médio e de “economias intermediárias” como a do Brasil, que impedirá uma desaceleração ainda maior na demanda por fósseis em geral e por petróleo em particular. Os países da OCDE¹², com apenas 3% de alta na demanda por fósseis até 2035 e uma queda de 14 pontos percentuais de participação na demanda por eles, estarão sofrendo os efeitos da redução no crescimento econômico e, ao mesmo tempo, usufruindo dos resultados de importantes programas de eficiência energética (em especial nos automóveis norte-americanos) e de adoção de algum biocombustível.

Enquanto isso, China, Índia, Oriente Médio e demais “emergentes” terão vivido e ainda viverão sob efeito da “multiplicação dos veículos”: estudos mostram que, ao sair de uma renda per capita de US\$ 5 mil com 25 automóveis por 1.000 habitantes, para o patamar de US\$ 12 mil per capita, a proporção de veículos salta a 500 carros por 1.000 habitantes (EL-GAMAL e JAFEE, 2010). A frota automobilística particular, duplicada no período, será responsável por 60% do incremento na demanda por óleo, segundo a AIE, ficando os restantes 40% para os caminhões e ônibus, movidos ao ineficiente óleo diesel.

Fica evidente, mais uma vez, que o setor de transporte continua sendo aquele em que os combustíveis derivados de petróleo têm difícil e/ou demorada possibilidade de substituição. Esta

¹¹ Os relatórios prospectivos da Agência Internacional de Energia desenham sempre três cenários: o atual, de onde partem as comparações, o cenário de Novas Políticas, que é o de referência (que leva em conta o que tem sido feito e investido por governos e indústria energética) e o cenário Mundo Eficiente, um quadro desejável baseado no acesso generalizado à energia e à adoção de fontes cada vez menos agressivas ao meio ambiente.

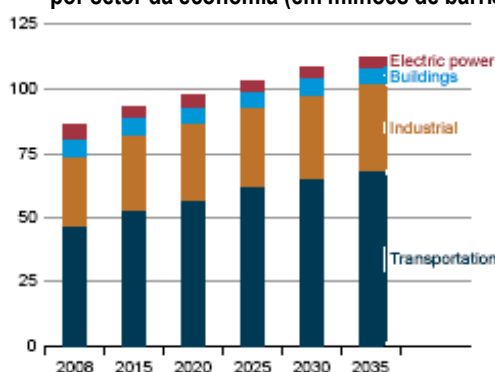
¹² A OCDE (Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico) tem os seguintes estados-membros: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Coréia do Sul, Dinamarca, Finlândia, França, Grécia, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Estônia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Luxemburgo, Japão, México, Noruega, Nova Zelândia, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Turquia, Suécia e Suíça.

é a chave para compreender a permanência do petróleo como combustível importante do crescimento econômico (cada vez mais combinadamente com o gás natural em franca expansão) ainda por pelo menos a maior parte do novo século, como também sua manutenção como elemento chave das movimentações e conflitos geoeconômicos e geopolíticos no tabuleiro global, ainda que já estivéssemos, como sustentam geólogos e economistas defensores da hipótese de Hubbert, num “platô” de produção, um zênite da era petrolífera, que precederia sua decadência.

O World Energy Outlook 2012 da AIE confirma:

“O aumento do consumo de petróleo nas economias emergentes, em particular no setor do transporte na China, na Índia e no Médio Oriente, ultrapassa de longe a menor procura na OCDE, provocando um aumento constante do recurso ao petróleo no Cenário Novas Políticas. A procura atinge 99,7 mb/d em 2035, comparada com 87,4 mb/d em 2011, e o preço IEA médio de importação de petróleo bruto sobe para 125 dólares/barril (valor do dólar em 2011) em 2035 (mais de 215 dólares/barril em valores nominais). O setor do transporte representa desde já mais de metade do consumo mundial de petróleo, uma proporção que aumenta à medida que o número de automóveis duplica, atingindo 1,7 bilhão, e que a procura do transporte rodoviário de mercadorias sobe. Esta é responsável por praticamente 40% do aumento da procura mundial de petróleo: a utilização de petróleo pelos veículos pesados – diesel, em maioria – cresce muito mais rapidamente do que nos automóveis, em parte porque as normas de economias de combustível para os caminhões são muito menos amplamente adotadas” (AIE, 2012)

Gráfico 5. Consumo global de combustíveis líquidos por setor da economia (em milhões de barris/dia)



Fonte: EIA/DoE

O elemento novo do ponto de vista da oferta (e da demanda pelo menos norte-americana), que deve impactar o mercado não só em termos de volumes produzidos como de redesenho nos fluxos globais, com repercussões na geopolítica, é o recente “boom”, na América do Norte, de

novas variantes de petróleo “não convencional”¹³: o do óleo comprimido (*tight oil*) e do óleo de xisto ou folhelho (*shale oil*)¹⁴ dos Estados Unidos, já em plena produção, na esteira do estrondoso aumento da produção e do uso do gás natural também não convencional (*shale gas*) no país. (Compreendem também a categoria de óleos “não convencionais” as areias betuminosas [*tar sands*] do Canadá, já em exploração comercial; o petróleo extra-pesado da bacia do Rio Orinoco, no Leste da Venezuela, ainda sem produção, e, para alguns estudiosos, também os petróleos de águas ultra-profundas sob espessa camada de sal, como os do Golfo do México, Sudeste do Brasil e muito provavelmente da Costa Oeste africana.)

Assim, as grandes questões referentes ao futuro do mercado de óleo nas próximas décadas não se situam, em geral, na ponta da demanda, sobre a qual os analistas, apesar da novidade do óleo não convencional, têm dois grandes consensos: (1) a tendência é à redução do consumo de óleo e derivados na OCDE, por conta dos programas de eficiência energética e do “boom” do *shale gas* nos EUA, e da recessão europeia, combinada a programas similares de ampliação do uso de biocombustíveis; e (2) alta significativa da demanda nos países “intermediários”, em particular China, Índia, Oriente Médio e mesmo no Brasil. (AIE, 2012; BP, 2012) Evidentemente, a certeza quanto à desaceleração da demanda de petróleo nas próximas décadas deve ser relativizada, à medida que o êxito dos programas de controle da demanda, eficiência do uso dos

¹³ Para a EIA (US Energy Information Administration), o petróleo cru e o gás natural convencionais são aqueles “produzidos por poço perfurado numa formação geológica na qual o reservatório e as características do fluido permitem que o óleo e o gás aflorem prontamente para a boca do poço”. Por oposição, “o não convencional não preenche esses requisitos, ou porque a formação geológica apresenta muito baixa porosidade e permeabilidade ou porque os fluidos têm densidade similar ou maior que a da água, de forma que não podem ser produzidos, transportados e refinados por métodos convencionais” (MAUGERI, 2012).

¹⁴ Óleo comprimido (*tight oil*) e óleo de xisto (*shale oil*, ou de folhelho, como preferem certos tradutores) têm diferenças na composição químico-física (o *tight oil* é extraído de formações lodosas, compostas por uma mistura de quartzo, dolomita e calcita, entre outros minerais, enquanto as formações de *shale oil* são ricas em argila, razão pela qual formam camadas, ou *shales*), mas são tratados em geral como a mesma categoria de petróleo, porque estão em camadas profundas do solo e requerem o mesmo tipo de método para extração: o fracionamento hidráulico com perfuração horizontal. Por isso, do ponto de vista econômico, pode-se usar como sinônimos. Não é indicado confundir, no entanto, o *shale oil*, que é o protagonista do recente “boom” estadunidense, com o *oil shale*, constituído de querogênio, do qual os EUA também são ricos em formações (no Oeste do Colorado, Utah e Wyoming), em geral bem superficiais, praticamente à flor da terra. O querogênio é um composto orgânico precursor de todos os hidrocarbonetos, uma espécie de “pai do petróleo e do gás natural”, mas sua transformação em derivados requer quantidade de energia e tecnologia ainda mais complexa e cara do que a utilizada para aproveitamento das areias betuminosas.

combustíveis e de desenvolvimento de biocombustíveis depende em grande medida de investimentos dos governos, sempre pressionados por cortes orçamentários, de um lado, e, por outro, pelo crescente clamor ambientalista.

As questões mais incertas e controversas situam-se nos campos da oferta de petróleo, do regime regulador do mercado – até que ponto e como sobreviverá a regulação dos preços via da capacidade ociosa da Arábia Saudita, em especial com a redução da dependência em óleo dos Estados Unidos – e, o mais difícil de fazer previsões, “o impacto da complexa rede da geopolítica” (JACKSON, 2009). Estes dois últimos elementos compõem os chamados fatores “acima do solo” (*aboveground factors*) que devem continuar influenciando decisivamente na produção e nos preços do óleo. Incluem-se nessa categoria de incógnitas as políticas dos governos e empresas dos países detentores dos recursos; assim como as decisões de investimento das petrolíferas internacionais (IOCs) e nacionais (NOCs) (EL-GAMAL e JAFFE, 2010).

No que diz respeito às perspectivas da oferta, as estimativas dos organismos de pesquisa e consultoria estão baseadas na constatação que, desde 2003 (portanto desde pouco antes do primeiro grande salto dos preços e em plena Segunda Guerra do Golfo), a indústria de exploração e produção de petróleo reingressou num ciclo importante de investimentos, que se converteu num boom entre 2010 e 2011. Incentivaram esse novo ciclo os preços altos do produto, a necessidade premente das IOCs em repor reservas, o reingresso do Iraque no mercado em 2009 e “the inaccurate but still widespread perception that oil is bound to become a rare commodity” (MAUGERI, 2012). Segundo o *Barclay’s Upstream Spending Review*, citado por Maugeri, mais de US\$ 1 trilhão teria sido investido globalmente na exploração (procura) e desenvolvimento (preparação para produção) de novas jazidas, tendo sido pouco menos de US\$ 600 bilhões somente no ano passado.

Sobre a base do estudo dos campos de petróleo em produção em 2009, de 450 campos de petróleo em desenvolvimento, de campos em avaliação (estas três categorias diretamente relacionadas aos investimentos de que fala Maugeri) e recursos por descobrir¹⁵, Jackson, da IHS-Cera, afirma que a capacidade produtiva global pode crescer por pelo menos mais 20 anos e

¹⁵ Recursos a descobrir são estimados pela HSI-Cera mediante extrapolação dos dados da atividade histórica e da taxa de sucesso de países-chave na produção mundial, resultando em projeções sobre o nível de atividade futura.

prevê uma produção de 115 milhões de barris diários em 2030 (volume revisado em 2010 por Yergin, CEO da consultoria, para 110 milhões de bbd). Tendo em vista que o estudo da IHS-Cera já tem três anos, o número coincide em grande medida com o cenário de produção traçado pela AIE para 2030, no *World Energy Outlook* de 2009, que falava em 105 milhões de barris/dia. Portanto, na pior das hipóteses, num quadro até 2030, a perspectiva não é de redução do volume de petróleo a ser ofertado, mas de crescimento inferior ao ritmo do crescimento econômico.

Como os debates sobre números e perspectivas no mundo petrolífero costumam ser particularmente influenciados pela localização sócio-econômica (relação com os agentes de mercado e instituições) de cada analista, há, sobre o tema da produção não convencional nos EUA opiniões das mais díspares. Situação agravada pelo fato de o fenômeno ser muito recente. Há, entre consultores, imprensa especializada e indústria, desde aqueles que ainda não levam em conta o “boom” do *shale/tight oil*, como os acadêmicos Mahmoud El-Gamal e Amy Myers Jaffe, da Rice University de Houston (e como fez a Opep até 2011), até, noutra extremo, Leonardo Maugeri, da Harvard Kennedy School, que fala numa nova “revolução no setor”, com forte impacto para o mundo, uma vez que “o óleo não convencional fará do Hemisfério Ocidental o novo centro de gravidade da exploração e produção”.

Para Maugeri, o “boom” dos não convencionais, somado aos fortes investimentos da última década em capacidade produtiva e aos avanços tecnológicos que elevaram a taxa de recuperação de campos já em produção, somarão à atual produção global diária de 87 milhões de barris outros 49 milhões de barris/dia adicionais em 2020, no “maior aumento da capacidade produtiva desde os anos 80”. O otimismo de Maugeri não é voz dissonante, como comprova o prognóstico de Aviezer Trucker, da Universidade do Texas em Austin, em artigo publicado pela *Foreign Affairs*, em dezembro de 2012:

“The energy map of the world is being redrawn – and the global geopolitical order is adrift in consequence. We are moving away from a world dominated by a few energy mega-suppliers, such as Russia, Saudi Arabia, and Venezuela, and toward one in which most countries have some domestic resources to meet their energy needs and can import the balance from suppliers in their own neighborhood.” (TRUCKER, 2012)

O entusiasmo de parte dos especialistas contagia mesmo setores mais sérios da imprensa leiga global, como a sisuda BBC, que pressagia um redesenho completo da geopolítica da energia na abertura futurista de uma reportagem sobre os hidrocarbonetos não convencionais:

“Imagine um mundo em que os Estados Unidos não se importam tanto com o que acontece no Oriente Médio – porque abastecer as frotas de Nova York ou Chicago não depende de um combustível vindo do Iraque ou da Arábia Saudita. O poder da influente Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) está esvaziado. A Europa não precisa do gás russo e a China não está tão preocupada em financiar regimes africanos para garantir sua fatia da produção local de combustíveis fósseis” (COSTAS, 2012).

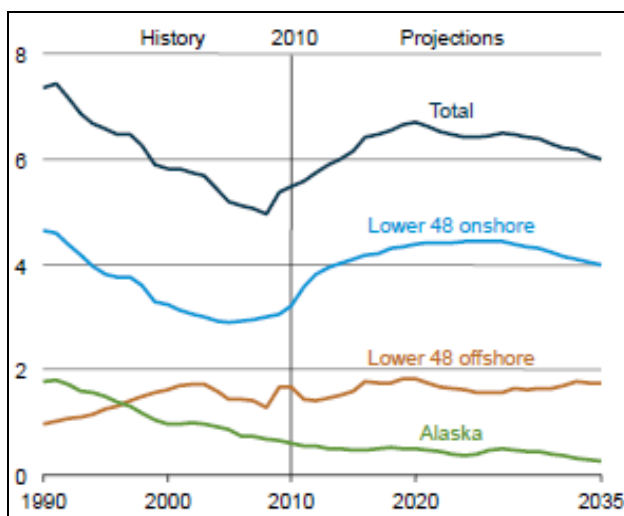
Em completo contraste com o tom festivo, a dupla El-Gamal e Jaffe, da Rice University, aposta na permanência de uma demanda maior que a oferta nos próximos anos, com a consequente probabilidade de novos picos de preço, por conta de favorecimento dos lucros de curto prazo em detrimento dos investimentos em novas reservas e projetos, por parte das IOCs; em razão de operação em níveis técnicos abaixo dos padrões pelas NOCs, cujos recursos tenderiam a seguir sendo desviados para “agendas sociais”; e também por conta de subsídios crescentes à energia no mundo em desenvolvimento. Além, é claro, da agudização do conflito no Oriente Médio. Sobre os óleos não convencionais (entre os quais simplesmente não incluem o petróleo comprimido e o óleo de xisto), afirmam:

“Greater contributions to oil supply from within the OECD could come in the form of higher-cost, unconventional resources such as tar sands, oil shale, coal to liquids, and gas to liquids. However, exploitation of these unconventional resources may involve the release of higher amounts of greenhouse gases than in the production of conventional oil and gas, creating political opposition to their widespread use on environmental grounds”. (EL-GAMAL e JAFFE, 2010).

Mais uma vez, a análise do IHS-Cera parece qualificada pela ponderação, portanto com mais chances de se aproximar da realidade. A consultoria estima que cerca de 20% da produção mundial de 2030 (ao redor de 22 milhões de barris/dia sobre 115 milhões inicialmente projetados) será de óleos não convencionais *lato sensu*, com participação fundamental dos Estados Unidos. Os prognósticos mais recentes da EIA, do Departamento de Energia dos EUA, corroboram a tendência a uma menor dependência energética da potência hegemônica: em 2011, o país importou 45% dos combustíveis líquidos que consumiu, contra 60% em 2005, e a

porcentagem deve chegar a 37% em 2030. O país produziu, em 2011, 5,7 milhões de barris/dia, confirmando um crescimento na produção, nos últimos anos, que não registrava desde os anos 70. A EIA projeta que a produção diária norte-americana ultrapasse os sete milhões de barris em 2020 (com mais de um terço para o *tight/shale oil*), para estabilizar-se em cerca de 6,5 milhões em 2030.

Gráfico 5. Projeção da produção de petróleo pelos EUA



Fonte: EIA/DOE. “Lower 48” são os 48 estados continentais dos EUA (ou seja, todos menos o Alasca e o Havai).

Corroborando a opinião de executivos da indústria e consultores norte-americanos segundo a qual a EIA/DoE é lenta e conservadora em captar novas tendências (LEVINE, 2012), o resumo do *World Energy Outlook 2012*, da AIE, desenha com mais ousadia o cenário energético dos EUA das próximas décadas e as repercussões dessa mudança substancial para o mercado e a geopolítica globais:

“Nos Estados Unidos, as mudanças são profundas no domínio energético e os impactos vão muito além da América do Norte e do setor da energia. O recente reavivamento da produção de petróleo e gás nos Estados Unidos (...) dinamiza a atividade econômica – a diminuição dos preços do gás e da eletricidade confere vantagem competitiva à indústria – e altera seguramente a posição da América do Norte no comércio mundial da energia. Por volta de 2020, prevê-se que os Estados Unidos da América serão o maior produtor mundial de petróleo (ultrapassando a Arábia Saudita até meados dos anos 2020), época em que o impacto das novas medidas de eficiência no consumo de combustível

começará a notar-se no setor do transporte. A consequência deverá ser uma redução drástica das importações de petróleo pelos Estados Unidos, até a América do Norte se tornar um exportador líquido de petróleo, por volta de 2030. (...) Os Estados Unidos, que importam atualmente cerca de 20% das suas necessidades totais de energia, tornam-se autossuficientes em termos líquidos, o que inverte radicalmente a tendência constatada na maior parte dos outros países importadores de energia” (AIE, 2012).

Embora cautelosa, a HIS-Cera, calcula números expressivos para o *tight/shale* oil norte-americano. Com 456 mil barris diários de produção em 2012, o setor deve acrescentar à sua capacidade de produção, graças às 1.300 instalações de exploração ou desenvolvimento neste momento em operação, outros 750 mil barris diários em uma década, podendo chegar, na melhor das hipóteses, a 3,5 milhões de bbd em 2022, com contribuição de US\$ 116 bilhões para o PIB dos EUA, US\$ 30 bilhões/ano em arrecadação de impostos e oito milhões de empregos. “O aumento em termos líquidos da produção mundial de petróleo”, diz a AIE em 2012, “será totalmente impulsionado pelo petróleo não convencional, incluindo a contribuição do óleo comprimido superior a 4 mb/d para uma grande parte dos anos 2020, e pelos líquidos de gás natural”:

“Um aumento das fontes de oferta não convencionais, principalmente de petróleo comprimido nos Estados Unidos e areias petrolíferas no Canadá, líquidos de gás natural e um salto na produção em águas profundas no Brasil, impulsionam a produção dos países não Opep após 2015, atingindo um platô superior a 53 mb/d, comparado com 49 mb/d em 2011. Esta ordem de valores mantém-se até meados dos anos 2020, baixando em seguida para 50 mb/d em 2035.” (AIE, 2012)

Diante da dimensão da novidade, em novembro de 2012, a Opep finalmente revisou prognóstico do ano anterior e reconheceu, em relatório sobre perspectivas do mercado, a importância dos óleos não convencionais e a elevação da oferta dos países não-Opep nos próximos anos: “*Shale oil represents a large change to the supply picture. Resource development is moving rapidly in the US and production has markedly increased*”, diz o documento. Enquanto o relatório anterior enfatizava não haver no horizonte nenhuma contribuição significativa do *shale/tight oil* para a oferta de líquidos, o relatório mais recente do tradicional cartel dos países produtores prevê que a oferta mundial de hidrocarbonetos líquidos será ampliada, até 2016, por

uma produção crescente dos países de fora da Opep, em especial pelo *shale* dos Estados Unidos, pelas areias betuminosas do Canadá e pelo cru do Mar Cáspio e do Brasil. (OPEP, 2012)

Assim, tomando como referência os cenários desenhados pela AIE, DoE e pela IHS-Cera para os Estados Unidos e o mercado global, com algumas contribuições pontuais das análises de Maugeri, e El-Gamal/Jaffe, é possível prever, para as próximas duas décadas um crescimento importante da capacidade produtiva, com uma participação cada vez maior das Américas no suprimento mundial até 2020 (em que pese o declínio da produção do México no período, a ser compensado pelos Estados Unidos, Canadá, Venezuela, Brasil, além de Equador e Colômbia). Portanto, tal como Yergin intitulou artigo recente no *The Wall Street Journal*: “*There will be oil*”. (YERGIN, 2011)

Se não é aconselhável, por ser extremamente prematuro, “cravar”, com Maugeri, um “deslocamento do eixo produtivo” para o Ocidente, é imprescindível levar em conta que ficará bastante reduzida a dependência dos Estados Unidos frente aos países do Oriente Médio, um fato geopolítico de primeiríssima ordem, uma vez que pode mudar a percepção dos tomadores de decisão em Wall Street e Washington. O estrategista e consultor de energia Michael A. Levi, do Council for Foreign Relations, afirma em entrevista ao *New York Times*:

“There is no question that many national security policy makers will believe they have much more flexibility and will think about the world differently if the United States is importing a lot less oil. For decades, consumption rose, production fell and imports increased, and now every one of those trends is going the other way”. (KRAUSS E LIPTON, 2012)

A produção física dos maiores da Opep (Arábia Saudita, Venezuela e Iraque, cuja recuperação depois de 30 anos de conflitos armados é, para a AIE, fundamental para a reconstrução do país e para a estabilidade do mercado petrolífero), então, será cada vez direcionada à Ásia, como indica a mesma AIE: “Esta situação [os EUA em direção à autossuficiência] acelera a mudança de rumo do comércio internacional em direção à Ásia, sendo especialmente destacada a segurança das rotas estratégicas que encaminham o petróleo do Médio Oriente para os mercados asiáticos.” (AIE, 2012)

Mas se apressam os que pretendem tirar da Opep seu papel central tanto na produção quanto na regulação dos preços, via capacidade ociosa da Arábia Saudita, e fornecimento. Como aponta

a AIE: “Após 2020, a oferta dependerá cada vez mais dos países da Opep. A produção da Opep aumenta, em particular após 2020, e a quota-parte dos países da Opep na produção mundial passa de 42% atualmente para cerca de 50% em 2035”. De qualquer maneira, o potencial desse redirecionamento dos fluxos principais para o circuito Oriente-Médio-Ásia para impor mudanças, ainda que não radicais, ao arranjo institucional vigente desde 1985, e criar novos problemas geopolíticos e militares é alto.

Do ponto de vista do arranjo institucional do mercado, não está descartado que o “condomínio norte-americano saudita”, identificado por Torres (2004) como um dos genes da atual “regulação” global do setor, venha a ser paulatinamente transformado num “condomínio norte-americano-saudita-chinês”. É o que sugerem ALTERMAN e GARVER (2008), recordando que os estados-membros do Conselho de Cooperação do Golfo (CCG) continuarão necessitando de um padrinho militarmente superpoderoso, capaz de defender seus regimes e suas exportações de óleo. Os EUA, dizem os autores, continuarão necessários no conflito árabe-israelense, no apoio à reconstrução do Iraque e na disputa acirrada dos petro-estados sunitas com os aiatolás iranianos (e organizações para-estatais como o Hamas e o Hezbollah). No entanto:

“Yet, although the United States may remain dominant for the foreseeable future, the states of the Middle East are unanimously trying to broaden and deepen their ties with China, albeit for sometimes different reasons. The Gulf states recognize China as one of the world’s support for developing its oil fields; Iran needs China support for developing its oil fields; and the Middle East nonenergy states are seeking Chinese investment. For all these countries, developing stronger ties with China provides useful leverage in their own relations with USA. The Middle East is seeking to integrate China in a way that makes China an asset for regional stability, and the process has been uncertain thus far.”
(ALTERMAN e GARVER, 2008)

A constituição desse “triângulo vital” (expressão que dá título a livro dos autores citados) seria produtiva tanto para os Estados Unidos, que continuariam garantindo militarmente os fluxos do petróleo, reafirmando seu poder militar incontestável no grande “eixo caucasiano” – afinal, o Golfo Pérsico é região de “interesse vital” estadunidense desde os tempos de Carter. E seria do interesse dos dirigentes chineses, que passariam a dar algumas cartas na verdadeira queda-de-braço geoeconômica que é, em última instância, a negociação da oferta (portanto até certo ponto dos preços) do petróleo, do qual a China é por ora mais dependente do que qualquer outra

economia do planeta. A nova configuração, no entanto, traria mais complexidade ao regime regulador. Os estados petrolíferos árabes, em particular o regime waabita da Arábia Saudita, desde 2011 sob pressão da chamada Primavera Árabe, que instabiliza e indis põe boa parte das pauperizadas populações da macrorregião também com a potência hegemônica, poderiam demonstrar convenientemente, no plano regional (no vulgo, “jogar para a plateia”), uma diversificação na parceria estratégica, que pode ser lida como certo distanciamento dos EUA.

Mesmo na hipótese de uma reconquista da condição de exportador líquido de óleo pelos EUA, não é sequer cogitável que o mercado petrolífero deixe de ser global, flexível e altamente financeirizado: os preços continuarão a ser determinados nos parâmetros atuais, com forte influência dos volumes monetários investidos nos instrumentos derivativos, com oscilações de preços mais intensas, por conta de “percepções” de curto prazo no equilíbrio oferta-demanda e movimentações devidas a *hedge* contra as oscilações do dólar. É pouco provável, mesmo com os óleos não convencionais em seu pico, com a volta do Iraque ao mercado e com a substituição ampla de óleo por gás natural na Europa, que, num quadro de recuperação do crescimento mundial ainda que modesto, ocorra uma nova edição do “mar de petróleo” dos anos 80. Por essa razão e por conta custos cada vez maiores na exploração e produção, a hipótese mais provável não é a da reedição do “cheap oil”.

4. O Brasil no mercado global: evolução recente e tendências.

A crise de preços baixos ou “contrachoque” dos anos 80 alcançou o esgaldado estado brasileiro em situação muito diferente daquela vivida no auge dos choques de 1971 e 1979 – quando o país importava 83% do óleo que consumia (DIAS e QUAGLINO, 1993) e não via perspectiva de redução de sua dependência no curto prazo. Ironicamente, na década de 80, momento em que o mundo parecia nadar em petróleo barato (cerca de US\$ 10 o barril), a monopólica Petrobras comemorava os resultados da estratégia de investimentos em Exploração e Produção (E&P) traçada pelos governos militares no início da década anterior, “com a percepção de que o mercado internacional de petróleo passaria por mudanças importantes, à medida que os países da Opep estreitavam suas ligações e reclamações sobre o nível [alto] dos preços” (TOLMASQUIM e PINTO JUNIOR, 2012).

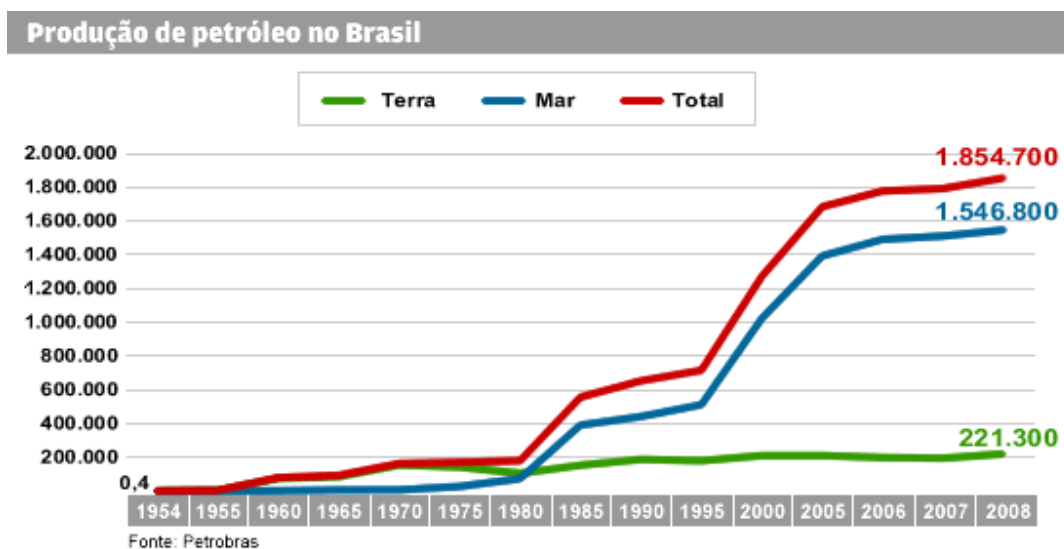
4.1. A virada da Petrobras em direção à E&P

Ainda nos anos 70, o governo do general Ernesto Geisel (1974-1979) havia reaberto o território brasileiro às empresas internacionais, com contratos de serviço de risco. A política, no entanto, apesar das 182 perfurações na plataforma continental, não resultou em nada mais que uma descoberta importante, do consórcio Pecten-Marathon-Shell, no campo de Merluza em 1979. Em compensação, a estatal brasileira havia descoberto nada menos que a Bacia de Campos, em 1974. Nos anos 80, chegaria aos campos de Albacora, em 1984, de Marlim, em 1985, e, já com os contratos de risco vetados pela nova Constituição, os campos gigantes de Barracuda, em 1989, e Roncador, em 1996 (TOLMASQUIM e PINTO JUNIOR, 2012), todos na promissora plataforma continental em frente ao Rio de Janeiro. Assim, o país saltaria de uma produção próxima de 200 mil barris/dia entre 1970 e 1980, para 600 mil barris/dia em 1985, com perspectivas de continuidade do crescimento da produção própria, por conta das reservas da Bacia de Campos.

Se a estratégia governamental de incentivar a exploração pela Petrobras havia sido decisiva, também é importante considerar que poderia ter tido resultados menos expressivos caso o corpo técnico da própria estatal não tivesse apostado em E&P na década de 60, insistindo na exploração e produção em terra (limitada à Bahia até então) e iniciando a exploração marítima (PETROBRAS, 2012). Como relatou o geólogo Paulo Araripe à *Folha de S. Paulo* (2006), em

junho de 1968, a estatal perfurou o primeiro poço na plataforma continental, o ES-1, na bacia do Espírito Santo, sem êxito. Mas a sonda que estava no Espírito Santo foi deslocada para o Sergipe e ali, em 15 de setembro de 1968, foi descoberto óleo no campo de Guaricema. A partir de então, a estatal começou a fazer algumas descobertas em águas nordestinas, como o campo de Ubarana, na bacia Potiguar.

Na década de 70, a Petrobras decidiu apostar na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, onde somente o nono poço acabaria por revelar o potencial da província: a jazida do atual campo de Garoupa, descoberta em 1974, deu início à trajetória ascendente de produção e novos êxitos exploratórios, que culminaria em 2006 na descoberta da primeira reserva do pré-sal.



Embora não seja escopo deste trabalho traçar um relato detalhado da história da indústria petrolífera nacional (que se confunde com a da Petrobras), é importante, em razão da influência dessa trajetória nos debates em torno da abertura do mercado, nos anos 90, e mais recentemente acerca do pré-sal e do atual modelo regulatório, recordar que a Petrobras só teve envergadura – leiam-se capital, competência tecnológica e apoio político – para saltar de empresa de abastecimento à condição de importante produtora de óleo e gás (a partir dos anos 80) e mais recentemente a *player* global de destaque devido à sua história peculiar de monopólio com DNA desenvolvimentista.

Como assinala PINTO JUNIOR (2007), baseado em ALVEAL (1994), o próprio nascimento da empresa resultou do aproveitamento, pela coalizão política no poder (1953, governo eleito de

Getúlio Vargas), de “um condicionamento externo extremamente favorável, configurado no momento do nascimento (...) o movimento de redução das barreiras à entrada [de novas empresas] que se iniciava nos anos 50”. Acrescente-se a esse ambiente externo favorável, a política dos “50 anos em 5” do governo de Juscelino Kubitschek, que favoreceu a política de investimentos da empresa, permitindo-a dispor de 80% das divisas acumuladas em seu ramo.

Durante suas primeiras duas décadas de existência, com fluxos de caixa contínuos assegurados pelo monopólio, a empresa vai liderar “a vigorosa expansão do parque de refino” (op.cit., 2007), ter seu poder de negociação fortalecido graças à extensão do monopólio à importação (1963), estreitar uma relação de parceria histórica com a indústria nacional de fornecimento de bens de capital e valer-se de importação e assistência técnica da indústria internacional, “assimilando estratégias de crescimento flexíveis e diversificadas, típicas da dinâmica oligopolista”.

“A expansão da indústria brasileira de petróleo combinou: (i) como era de se esperar, processos de expansão com controle integral, respaldados pela condição de monopólio estatal; (ii) processos de crescimento com competição negociada no marco do oligopólio da distribuição de derivados no mercado doméstico; e (iii) processos de cooperação nas atividades petroquímicas (sob a forma de *joint-ventures* tripartites)¹⁶ e, mais recentemente, terceirizando atividades com empresas pára-petrolíferas de capital nacional, e sobretudo estrangeiro, na exploração e produção (Alveal e Pinto Junior, 1995)” (PINTO JUNIOR, 2007)

TOLMASQUIN E PINTO JUNIOR (2012) acrescentam às vantagens anteriormente citadas da Petrobras a “cultura de forte inovação tecnológica e alta capacitação de recursos humanos, não só em E&P, mas também no refino (óleo pesado)”, decorrente do desbravamento de fronteiras exploratórias altamente desfavoráveis, como a do ambiente marinho em altas profundidades. Desde 1986, a estatal vinha executando o Programa de Inovação Tecnológica e Desenvolvimento Avançado em Águas Profundas (Procap 1.000), com meta de dominar tecnologia para produção em profundidade de até 1.000 metros. Como lembram os autores, em fins da década de 80, a companhia já destinava 69% dos investimentos a exploração e produção e

¹⁶ *Joint-ventures* entre o capital estatal (Petrobras), capital privado nacional e capital privado multinacional, de que foi exemplo a Petroquisa.

o Brasil chegava a reservas provadas de 8,5 bilhões de barris de óleo. Durante os anos 80, para nada “perdidos” no setor de óleo e gás no país, a produção cresceu a uma taxa média de 14% ao ano, concentrada nos campos marítimos com lâmina d’água inferior a 300 metros (águas rasas).

Em sua terceira década de vida, no entanto, quando avança para águas profunda, arremata prêmios internacionais em tecnologia e começa a colher os frutos dos acertos anteriores e das descobertas significativas no país (em 1980, ingressa no ranking das 20 maiores petrolíferas do mundo), a Petrobras se tornará vítima dos preços baixos no mercado internacional, da estagnação do mercado doméstico no contexto da crise da dívida e da consequente redução de investimentos.

Some-se às citadas dificuldades o ambiente político-ideológico global e sul-americano em particular, vigente a partir de fins dos 80, que FIORI (2001) denominou “restauração neoliberal” para explicar como o bem-sucedido gigante estatal do petróleo brasileiro converteu-se, no início dos anos 90, em alvo da onda desestatizante.

“As elites políticas conservadoras e as principais lideranças empresariais brasileiras aderiram entusiasticamente às teses e às políticas que o economista norte-americano John Williamson chamou, em 1989, de Consenso de Washington – um programa ortodoxo de estabilização monetária, acompanhado por um pacote de reformas estruturais ou institucionais, que se propôs, explicitamente, a desmontagem do modelo desenvolvimentista pela abertura e desregulamentação dos mercados e privatização das empresas e serviços públicos. (...) Os novos liberais anunciaram o fim das fronteiras e a chegada de um novo renascimento global e prometeram destruir o nacionalismo anacrônico em nome de um novo conceito de soberania e interesse nacional. Seu diagnóstico era simples: a globalização era um fato novo, promissor e irrecusável, que impunha uma política de abertura e interdependência irrestrita, como único caminho de defesa dos interesses nacionais, num mundo onde já não existiriam mais fronteiras nem ideologias.” (FIORI, 2001)

4.2. A quebra do monopólio da Petrobras

No caso do setor de petróleo e gás natural, no entanto, o consenso conservador não dispunha do argumento da ineficiência da estatal, tampouco de exemplos generalizados em países desenvolvidos e/ou exportadores de óleo com forte reversão da propriedade estatal-nacional de suas petroleiras. Ao contrário, a história de êxito empresarial da companhia, com significativa produção de tecnologia própria e em forte associação com o capital nacional fornecedor ao qual havia dado à luz e alimentado, garantia a ela, segundo interpretação de FELIPE (2010), “um tipo de legitimidade política que jamais foi rompida”.

Mesmo depois da “década perdida”, a produção nacional de petróleo praticamente dobrou entre 1991 e 2000 (cerca de 228 milhões de barris para 452 milhões de barris anuais). “Nesse período, o Brasil diminui o peso da importação de petróleo sobre a demanda nacional para uma média de 46%” (TOLMALQUIN E PINTO JUNIOR, 2012). Assim, como interpretam estes autores:

“Passou a haver um questionamento sociopolítico acerca do exercício exclusivo do monopólio da União nas atividades petrolíferas pela Petrobras. (...) Muitos entendiam que a Petrobras já havia executado seu papel (o princípio da indústria nascente não mais se aplicava) e que já poderia competir em igualdade de condições com outras empresas petrolíferas.

Os economistas referem-se, no trecho citado, à sua própria interpretação de que a criação da Petrobras monopólica pela Lei 2.004/1953, por Vargas, sustentou-se menos numa batalha contra um ente espoliador neocolonial (como teriam sido as nacionalizações no México, na Venezuela, mais tarde, nos países da Opep) e muito mais nos consensos de que a construção da grande estatal era necessária para “enfrentar os desafios e fazer frente à ameaça potencial do capital estrangeiro” e pela compreensão de que o setor era estratégico para a industrialização, esta sim a “grande aspiração sociopolítica nacional”. Como a industrialização, a esta altura da última década do século XX, já estava em curso, o nacionalismo, segundo o pensamento então hegemônico, teria se tornado “anacrônico” e a internacionalização “irrecusável”, estavam dados os argumentos básicos para, no mínimo, reduzir o tamanho do grupo Petrobras. Em 1991, o Plano Nacional de Desestatização impõe a extinção dos braços de mineração e de comércio exterior

(Petromisa e Interbras). No ano seguinte, privatizam-se o sistema Petroquisa (80% da petroquímica nacional) e a Petrofértil:

“O grupo estatal voltou a ser basicamente uma empresa restrita às atividades da cadeia petrolífera, distanciando-se da estratégia típica dos grandes grupos petrolíferos internacionais, em particular das *supermajors*, tais como ExxonMobil, Shell, BP-Amoco-Arco, Elf-Total-Fina, Chevron-Texaco. Todos esses grupos detêm participações na petroquímica, na indústria de fertilizantes e na química, em particular em segmentos de atividades de alto valor agregado nessas indústrias, como por exemplo, na química fina ou na quarta geração de produtos petroquímicos” (PINTO JUNIOR, 2007).

Não que não se tenha cogitado da privatização completa da empresa. Como relembra FELIPE (2010) em sua profunda e instigante análise da história da empresa nesse período, o economista liberal Roberto Campos já a defendia abertamente desde o período dos debates na Constituinte (1988); Fábio Giambiagi e Adriano Pires Rodrigues ainda pregavam abertamente a saída privatizante radical em paper publicado em 1998. No relato do ex-parlamentar e ex-diretor-geral da ANP Haroldo Lima, o deputado Luiz Eduardo Magalhães, em discurso na Câmara em 29/11/1991, criticava o programa de privatizações do governo de Collor de Mello (1990-1992) por ser muito tímido e pregava “coragem para modificar a Constituição e privatizar empresas do porte da Petrobras e Telebrás”.

O Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira, encomendado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia e realizado pela Unicamp em 1993, examinava, em sua Nota Técnica Setorial do Complexo Químico, a hipótese de privatização em partes dos ativos da empresa. “Falava-se em privatizar em separado a BR Distribuidora. Em jargão chulo, dizia-se que a Petrobras seria ‘comida pelas beiradas’”, lembra o autor. (LIMA, 2008)

“A tramitação da PEC¹⁷ nº 6 no Congresso Nacional demorou cinco meses, no curso dos quais se procurou promover uma mobilização político-social contra a mesma, que, entretanto, não sensibilizou amplamente a sociedade, ficando restrita a petroleiros, estudantes e parlamentares. (...) Na Câmara, o setor nacionalista marcou presença em todo o debate, mas também não conseguiu contagiar extensamente seus pares, apesar de ter feito muito discurso” (LIMA, 2008).

¹⁷ Proposta de Emenda Constitucional.

Segundo relato de Lima, teria sido decisiva, em 1995, às vésperas da votação da emenda constitucional que finalmente modificaria o artigo da carta de 1988 referente ao exercício do monopólio pela Petrobras (no que viria a ser a Emenda Constitucional nº 9/1995), a intercessão do senador José Sarney, que teria obtido do então presidente Fernando Henrique Cardoso um compromisso por escrito de que tal mudança não incluía a privatização da Petrobras. “O mercado de petróleo no Brasil foi liberado à participação de empresas privadas, e a Petrobras foi salva”, afirma Lima. Evidente que explicação tão limitada aos trâmites e negociações parlamentares não é suficiente.

Numa abordagem historiográfica totalizante e sob o prisma da economia política, está em aberto a resposta à questão de quais seriam os setores socioeconômicos e políticos representados àquela altura por Sarney no episódio relatado, além da minoria político-parlamentar e social nacionalista em franca desvantagem. Aqui destaca-se a importante contribuição de Felipe (2010), em cujo trabalho estão pistas fundamentais para a resposta. Para o autor, a Petrobras superou os objetivos dos criadores e dos ativistas da campanha por sua criação, nos anos 40 e 50 do século 20 e, ao crescer em simbiose com o capital nacional privado fornecedor de equipamentos e serviços e com influência decisiva sobre a máquina política, teria se tornado símbolo do próprio capitalismo brasileiro:

“Isto fez com que a imagem da Petrobras como símbolo da força e da independência do capital nacional, não estivesse circunscrita à ‘massa’ da população influenciada diretamente pela campanha ‘O petróleo é nosso’, mas que também estivesse presente o empresariado nacional como fonte de crescimento, qualificação e, em certo sentido, libertação dos elementos que condenavam o país à existência de um setor de bens de capital incipiente e pouco competente” (FELIPE, 2010)

Felipe acrescenta ainda que a Petrobras alcançou a vanguarda mundial tecnológica em águas profundas; promoveu o “alargamento do espaço e reafirmação da geopolítica brasileira”, seja por sua atuação internacional, seja por ter promovido a autossuficiência do país; e teria sabido se adaptar aos novos tempos, aproveitando as “oportunidades” oferecidas pela abertura do setor.

Duas outras hipóteses, não excludente entre si, podem ser investigadas complementarmente: de um lado, o fortíssimo e exitoso corpo gerencial e técnico da estatal não tinha interesse numa privatização “fatiada”, que viesse a reduzir o valor dos ativos da empresa e seu próprio poder de

decisão em futuros “braços” privatizados (tal como ocorreu na Telebrás); de outro, a perspectiva de uma associação “globalizada” entre a Petrobras, produtora e detentora dos dados técnicos das bacias sedimentares brasileiras e, tão valioso quanto isso, do *expertise* em exploração e produção em águas profundas, e as empresas internacionais que miravam o Brasil, constituía um “modelo” perfeitamente compatível com a estratégia de “desenvolvimento associado” propugnada pela coalizão de poder de então.

Assim, a Emenda Constitucional nº 9 introduziu nova redação ao parágrafo 1º do Artigo 177 da Constituição Federal e deu novo significado ao monopólio, que formalmente permaneceu vigente:

“Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

(...)

Parágrafo 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.”

4.3. O modelo internacionalizante do setor petrolífero nacional

O então “novo” regime regulador do setor petrolífero foi regulamentado dois anos depois, com a promulgação da Lei nº 9.478/1997, que passou a ser conhecida como Lei do Petróleo. A norma criou um Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão consultivo da Presidência da República, e uma agência reguladora para o setor, a Agência Nacional do Petróleo (ANP, que em 2005 foi rebatizada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural de Biocombustíveis). A ANP, entre as mais variadas atribuições¹⁸, representa a União na concessão

¹⁸ Segundo PINTO JUNIOR, atualmente diretor da ANP, a agência, implantada de fato em 14/01/1998, “tem um papel regulador bastante peculiar, e, por ora, não encontra paralelo em outros países” (2007). A peculiaridade se deve

de áreas para exploração e produção, promovendo os leilões, assinando os contratos com as companhias vencedoras das licitações e fiscalizando o cumprimento do contratado. Formalmente, a Petrobras passaria a ser “uma empresa como outra qualquer”, destituída do papel de exercer o monopólio em nome do Estado Brasileiro.

A nova lei manteve os direitos de propriedade da grande companhia nas áreas em exploração, desenvolvimento e produção em que estava operando naquele momento. A negociação e a concessão formal dessas áreas à Petrobras, pela União, representada pela ANP, ficaram conhecidas como “Rodada Zero”: em agosto de 1998, a ANP e Petrobras assinaram 397 contratos que transformaram em área concedida os 450 mil km², divididos em 115 blocos, nos quais a estatal operava 282 campos de petróleo e gás natural (ANP, 2012). A empresa manteve também seus ativos em refino, equipamentos, instalações, infraestrutura de transporte dutoviário, marítimo e de armazenagem, “preservando sua estrutura vertical e sua capacidade operacional” (PINTO JUNIOR, 2008), embora a lei impusesse o livre acesso de terceiros aos ativos de transporte e armazenagem da empresa.

“A decisão de manter a estrutura operacional vertical da Petrobras é a mais expressiva do gradualismo introduzido pela abertura do mercado doméstico de petróleo e gás. O sentido estratégico da decisão é induzir a Petrobras a realizar a agenda empresarial contemporânea, que combina ações de competir com as de se associar com as grandes empresas globais ou regionais de petróleo e gás.” (PINTO JUNIOR, 2007).

Assim, em paralelo e articuladamente com a implantação do novo regime, o governo Cardoso impôs fortes mudanças à estrutura acionária e à gestão da Petrobras. A companhia se manteve com propriedade majoritária da União, com 56% do capital votante, mas o governo reduziu a participação estatal no capital total da empresa para cerca de 36%, por meio de oferta das ações no mercado acionário, inclusive com lançamento, na NYSE, de *American Depositary Receipts* (ADRs). Embora não tenha deixado sua condição de corporação *state-controlled* – pois desde os primórdios foi companhia mista, com alguma participação de capital privado (mas fundamentalmente nacional) – a Petrobras também se internacionalizou “por dentro”, à medida

à variedade dos setores que regula, “comportando estruturas de mercado de características técnico-econômicas bastantes distintas”: desde a cadeia de gás, que é uma indústria de rede, passando pelo papel licitador no *upstream*, até a atribuição de importação de petróleo e derivados e a fiscalização do varejo de combustíveis.

que a nova diretoria da gigante, sob a batuta de Henri-Phillipe Reichstull, fez um brusco giro em direção a um modelo de gerenciamento copiado das grandes petroleiras privadas, como a divisão em Unidades de Negócios, cobrança de resultados por unidade (centros de lucro) e terceirização absolutamente generalizada (a Petrobras passou 12 anos sem seus tradicionais concursos públicos, pelos quais atraía a mão-de-obra jovem que ela mesma formava).

É bem verdade que, apesar das novidades internacionalizantes – a diretoria sob comando de Reichstull chegou a anunciar a mudança de nome da empresa para “Petrobrax” (o que gerou uma grita nacional e levou o governo a recuar na intenção) –, a ainda estatal manteve o foco na exploração em águas profundas e, a partir de 2002, voltou olhos e capital novamente ao setor petroquímico. Mas a “era Cardoso-Reichstull” deixou pelo menos três legados problemáticos para a Petrobras: (a) a redução dos investimentos em manutenção da infra-estrutura de transferência e transporte de hidrocarbonetos esteve na raiz dos dois maiores desastres ambientais já vividos pela indústria petrolífera no país (o vazamento de 1,3 milhão de litros de óleo na Baía da Guanabara, em janeiro de 2000, e o derramamento de 4 milhões nos Rios Barigui e Iguaçu, em Araucária, Paraná, em julho daquele ano); (b) o descaso para com a formação de mão-de-obra técnica própria, em particular para o setor de exploração e produção, criou um *gap* geracional entre os quadros de geólogos, geofísicos e engenheiros de petróleo da casa, do qual a empresa ainda se ressente; (c) a estrutura acionária internacionalizada acirrou e tornou permanente a tensão entre a natureza de companhia de capital aberto, com obrigações legais para com acionistas e órgãos de regulação do mercado acionário, e, de outro, sua condição de maior empresa brasileira de setor estratégico, controlada pela União, portanto com inevitável papel de instrumento de políticas governamentais, tanto de longo como de curto prazo.

Sobre esta última questão, ao comentar, em 2010, as necessidades de financiamento para a exploração do pré-sal, o então presidente da companhia afirmou:

“A Petrobras, essa grande empresa brasileira, controlada pelo governo brasileiro, tem dois terços do seu capital em bolsa. O governo brasileiro tem 32% das ações da Petrobras e 56% dos seus votos. Conseqüentemente, temos uma situação esdrúxula, ou uma situação esquizofrênica, pois é uma empresa controlada pelo governo, comprometida inteiramente com as políticas nacionais, no entanto, tem na origem de seu capital uma grande parcela do mercado financeiro. Não é um mercado financeiro grande, porque temos 700 mil acionistas e a o maior dele, o BNDES, tem menos de 2% da

Petrobras. Temos uma empresa extremamente pulverizada no mercado. Temos que captar recursos e captar mediante emissões de ações” (GABRIELLI, 2010)

A situação “esdrúxula” de que fala Gabrielli, recorde-se, é o modelo adotado por outras empresas nacionais latino-americanas, como a colombiana Ecopetrol e a peruana Petroperú, além das chinesas PetroChina e a Sinopec.

Sob a égide da “Lei do Petróleo”, realizam-se, entre 1999 e 2008, 10 rodadas de licitações (leilões) de blocos para exploração e produção de petróleo e gás (incluindo a oitava, de 2006, interrompida por liminares e não mais retomada). Foram concedidos, no total dos governos Fernando Henrique Cardoso (quatro rodadas) e Lula da Silva (seis rodadas), um total de 571.569 km² de área, dos quais cerca de 240 mil km² em mar. Dessa área total, cerca de 300 mil km² continuam sob concessão¹⁹ e nele estão incluídos blocos do pré-sal que representam cerca de um terço da área total do polígono definido pela Lei 12.351, de 2010, a Lei da Partilha. Como resultado da “abertura”, o segmento de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil hoje tem a participação de mais de 70 companhias²⁰, metade das quais nacionais, outra metade de outros países (ANP, 2012).

Ao contrário do que aparentam os números, no entanto, o peso da Petrobras na cadeia de produção do setor no país e como *player* internacional não ficou abalado. Mais uma vez, ao contrário das expectativas, a companhia só fez crescer. “O fato de a Petrobras ter permanecido estatal e integrada foi crucial para o seu sucesso após a abertura do setor”, conclui Felipe (2010).

Até 2003, quando a Shell deu início à sua produção no campo de Bijupirá e Salema, na Bacia de Campos, a Petrobras era a única empresa produtora no Brasil, portanto responsável exclusiva pelo incremento substancial dos volumes de petróleo e gás produzidos pelo país até uma década atrás. Durante a primeira década do século XXI, capitaneada pela Petrobras, a produção nacional cresceu 59%, para 750 milhões de barris no ano de 2010. Em 2011, dos 768,47 milhões de barris produzidos no país, 91,7% foram pela Petrobras. “A presença da

¹⁹ A diferença de valores entre o tal concedido e sob concessão atualmente deve-se à devolução de áreas pelas empresas, passado o prazo estabelecido para exploração nos contratos de concessão.

²⁰ O número varia constantemente, por conta da devolução de áreas por empresas que às vezes deixam de atuar no segmento e o ingresso de novas, por meio de licitações e também por aquisições de concessões em operações chamadas “cessões de direitos”.

Petrobras constituiu um fator indutor de permanência das estratégias cooperativas das empresas de petróleo no segmento de exploração e produção no Brasil”, dizem TOLMASQUIM e PINTO JUNIOR (2012):

“Os novos *players* têm um duplo interesse no processo de entrada: (i) nos curto e médio prazos, a motivação é compartilhar os riscos, custos e benefícios com a Petrobras, por sua experiência acumulada na exploração e produção *offshore*; (ii) no longo prazo, buscam a entrada no mercado doméstico do país, dados o tamanho e o ritmo de crescimento da demanda brasileira de derivados.” (PINTO JUNIOR, 2007)

Números atuais do setor ilustram a estratégia descrita acima e a marcha contraditória mas resoluta da internacionalização do segmento de E&P no país. Ao final de 2011, dos 332 campos de petróleo em produção no país – que espelham em menor proporção as mais recentes rodadas de licitações porque incluem os campos da Rodada Zero –, apenas 42 eram operados por outras empresas, 269 pela Petrobras exclusivamente e 21 em consórcios dos quais a Petrobras faz parte. Nestes consórcios, a estatal é sócia, em geral operadora, de 16 companhias, entre as quais se destacam as IOCs Shell, BG (British Gas) Brasil e Chevron, além da portuguesa Petrogal: a estatal brasileira conforma cinco consórcios com a Shell, em campos já em produção; com a Chevron, de um lado, e BG e Galp (controladora da Petorgal) de outro, detém blocos em produção no pré-sal licitado.

Já na fase exploratória, em que o *expertise* da companhia brasileira é quase um *hedge* contra riscos, dos 324 blocos sob essa atividade em 31/12/2011, a Petrobras trabalhava solitária em apenas 92; outros 94 eram explorados por parcerias entre Petrobras e 21 outras companhias internacionais e nacionais, de um total de 61 “outras concessionárias”. (ANP, 2012). E 138 blocos estão sendo operados por outras empresas (exclusivamente ou em consórcio). Com perspectivas promissoras, o modelo de “desenvolvimento associado” do setor de óleo e gás singrava em mar calmo, aproximando-se dos objetivos pretendidos pelos idealizadores – incremento paulatino da produção, com garantia de parcela razoável do abastecimento nacional, em ambiente de E&P competitivo e internacionalizado e a Petrobras lucrativa como mais um elemento da atração de capitais internacionais. Até que, ainda no primeiro governo Lula (2006), a estatal se depara com a província petrolífera do pré-sal.

4.4. O “bilhete premiado” do presidente Lula

A hipótese sobre a existência de óleo e gás abaixo da espessa camada de sal que predomina na plataforma continental brasileira (pelo menos em frente ao Sudeste) já era cogitada na virada do século entre técnicos da Petrobras. Afinal, “manuais de geologia ensinam, que, sob cadeias submarinas de rochas de sal, costuma haver petróleo” (DIEGUEZ, 2008). Mas, como modelos geológicos, por mais confiáveis que sejam, não movem a economia real, a importância da suposição foi “apenas” reavivar entre geólogos, geofísicos e gestores de E&P da Petrobras, liderados pelo “funcionário da casa” Guilherme Estrella, diretor de Exploração e Produção, a velha obstinação exploratória, que já havia rendido à empresa e ao país as descobertas fundamentais do pós-sal das Bacias de Campos e Santos. “O pulo do gato foi pura matemática”, teria declarado *a posteriori* em evento em Nova York, o economista José Sérgio Gabrielli, presidente da companhia, segundo o consultor e historiador do petróleo Daniel Yergin (YERGIN, 2010)²¹.

Professor universitário de economia e militante do PT da Bahia, Gabrielli havia sido indicado pelo chamado “núcleo duro” do PT dos primeiros anos Lula à diretoria financeira da estatal e de lá foi catapultado à presidência da companhia, do qual se tornou o mais longo CEO (2007-2012). “Nós desenvolvemos o algoritmo que nos permitiu superar os distúrbios e enxergar além da camada do sal”.

Com impacto jornalístico e literário, a explicação de Gabrielli para a descoberta da existência da província petrolífera do pré-sal, no entanto, é parcial. O algoritmo citado permitiu, sim, a confirmação da existência de óleo sob o sal, mas a conversão daquela realidade geológica em fato econômico e político só foi possível com a perfuração do que seria um dos poços mais caros e difíceis da indústria petrolífera mundial. “A decisão de investir é muito complicada na indústria de petróleo”, relataria o mesmo Gabrielli em 2012, já fora da Petrobras, na condição de Secretário de Energia da Bahia, em aula inaugural para os pós-graduandos em Planejamento Energético da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia (Coppe) da UFRJ:

²¹ “‘The breakthrough was pure mathematics’, said Gabrielli. ‘We developed the algorithms that enabled us to take out the disturbances and look right through the salt layer’”, relata Yergin (2010)

“Por exemplo, o primeiro poço do pré-sal brasileiro custou US\$ 240 milhões. O que se tinha? Tínhamos o modelo geológico, a visão do que ia acontecer e também tínhamos os nossos matemáticos que desenvolveram algoritmos capazes de filtrar as ondas sísmicas, nos permitindo ver depois do sal e apontar que lá havia um reservatório. Então, valia a pena a gente ir lá e perfurar para saber e tomar a decisão de colocar dinheiro.” (GABRIELLI, 2012, anexo).

A Petrobras, sócia-operadora do então bloco BMS-11 na Bacia de Santos (prospecto de Tupi), associada à portuguesa Galp e à britânica BG, “colocou” muito dinheiro e insistiu muito naquela área entre 2005 e 2006, onde perfurou um total de sete poços. Como já havia perfurado e obtido óleo em outro prospecto da Bacia de Campos, hoje campo de Parati, foi possível comparar as perfurações em Tupi com as de Parati e concluir que haviam chegado a algo muito grande.

“O que deixou os pesquisadores da Petrobras eufóricos não foi a qualidade do óleo dos sete poços, foi a sua uniformidade. Isso indica a existência não de campos isolados, mas de enormes reservatórios, situados numa área contínua. No caso do mar brasileiro, significa dizer que, por baixo da camada de sal, do Espírito Santo até Santa Catarina, muito provavelmente jaz um mar de petróleo” (DIEGUES, 2008)

A descoberta foi guardada a sete chaves pela cúpula técnica e executiva da Petrobras e transmitida reservadamente ao presidente da República em outubro de 2007. Lula convocou o CNPE para tratar do tema. Na reunião, no dia 8 de novembro, Gabrielli e Estrella defenderiam a suspensão da 9ª Rodada de Licitações, marcada para novembro de 2007, que incluía 41 blocos em pleno pré-sal, nas adjacências de Tupi. O argumento dos dirigentes da estatal convenceu o presidente: não era possível manter um modelo baseado no risco exploratório para uma área “sem risco”. Por sugestão de Haroldo Lima, diretor-geral da ANP, a rodada se manteve, mas os 41 blocos em questão foram retirados do leilão.

Em coletiva de imprensa convocada para explicar a decisão, a então ministra de Minas e Energia, Dilma Roussef, falou na descoberta de uma província com “riquezas de proporção significativa”. Gabrielli e Estrella estimaram as reservas de Tupi em 5 a 8 bilhões de barris, já suficientes para mudar de patamar as reservas provadas nacionais de então, de 14,2 bilhões de barris de óleo. “No final daquela tarde, numa teleconferência com representantes de instituições financeiras, a direção da Petrobras finalmente disse que toda a área embaixo do sal, pertencente à União, tinha reservas estimadas em 70 bilhões de barris” (DIEGUEZ, 2008).

Estava dada a largada para uma nova etapa de mudanças regulatórias. A mesma reunião do CNPE determinou que o Ministério de Minas e Energia “avaliasse as mudanças necessárias no marco legal, a fim de abranger o novo paradigma de exploração e de produção de petróleo e gás natural advindo com a descoberta da província petrolífera do pré-sal, respeitando os contratos em vigor” (TOLMASQUIM e PINTO JUNIOR, 2012). Meses mais tarde, em abril de 2008, enquanto o governo acelerava os estudos para uma legislação específica condizente com a dimensão da novidade, o diretor-geral da ANP provocou uma forte polêmica ao comentar, em seminário do setor no Rio de Janeiro, o que seria o potencial do prospecto do pré-sal de Carioca. Citando um comentário de Arthur Berman, publicado dois meses antes na revista norte-americana *World Oil*, Lima afirmou que as reservas de Carioca, estimadas pela Petrobras em 33 bilhões de barris de óleo equivalente, poderiam chegar a 70 bilhões de barris. A repercussão da declaração pela imprensa *on line* provocou uma disparada no valor das ações da Petrobras, manifestações de desgosto por parte da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e, nos bastidores, puxões de orelha do governo no dirigente da agência reguladora.

Ainda em agosto daquele ano, quando já trabalhava no tema uma Comissão Interministerial por ele designada, o presidente Lula, em discurso na reunião do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social (Conselhão) sobre os investimentos públicos e privados previstos até 2012, revelou o que seu governo pensava para o pré-sal. O Brasil teria tirado “um bilhete premiado”, com reservas que seriam “um passaporte para o futuro do povo brasileiro”:

“Por isso, o governo não vai sair gastando recursos ainda indefinidos, disse o presidente Luiz Inácio Lula da Silva, ao reiterar que o objetivo é a exportação futura de derivados e não de petróleo bruto. O Brasil não quer ser um megaexportador de óleo cru; ao contrário, queremos consolidar uma forte indústria petrolífera, que exporte os derivados. (...) Lula comentou que essa foi uma das orientações que deu à comissão interministerial que discute o pré-sal. (...) Também voltou a enfatizar que essas reservas de petróleo são da União e devem beneficiar todos no Brasil, para a educação e o combate à miséria. (Valor On Line, 28/08/2008)

4.5. O modelo regulatório misto de 2010

Constituída em julho de 2007, a Comissão Interministerial (composta por representantes dos ministérios de Minas e Energia, Fazenda, Planejamento e da Casa Civil), produziu em pouco mais de um ano quatro projetos de lei destinados a estabelecer as novas regras para a exploração

e produção no pré-sal, com os objetivos detalhados na Exposição de Motivos Interministerial nº 38/2009:

“Permitir o exercício do monopólio da União de forma apropriada, tendo em vista o elevado potencial petrolífero do pré-sal; introduzir nova concepção de gestão dos recursos petrolíferos pelo Estado; otimizar o ritmo de exploração dos recursos do pré-sal; aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade; manter atrativa a atividade de exploração e produção no país; contribuir para o fortalecimento da posição internacional do país; contribuir para a ampliação da base econômica e industrial brasileira; garantir o fornecimento de petróleo e gás natural no país; e evitar distorções macroeconômicas resultantes da entrada de elevados volumes de recursos relacionados à exportação dos hidrocarbonetos produzidos no pré-sal.” (REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, 2009)

As quatro normas, de conjunto, introduziram, para uma área denominada “polígono do pré-sal”, com coordenadas determinadas em lei, sobre as bacias sedimentares de Campos e Santos, um novo regime de E&P, baseado em contratos de partilha da produção (em que a União e a companhia ou consórcio contratado “partilham” ou dividem o óleo excedente, ou seja, o valor total da produção em óleo e gás, depois de descontados os custos). A legislação faculta à União decidir se realiza licitação para contratação por partilha, ou contrata diretamente a Petrobras, que, além dessa vantagem, passa a ter obrigatoriamente a participação mínima de 30% nos consórcios a serem contratados para o pré-sal e a condição de operadora de todos os campos. Para gerenciar os contratos de produção e comercialização de petróleo e gás natural, o pacote legal previa a criação de uma empresa pública, a Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA). Com a parcela arrecadada pela União na comercialização do óleo e gás pelos contratos de partilha, acrescida de parcela dos bônus de assinatura destes contratos, parcela da União dos royalties das áreas partilhadas e parcela dos royalties e participação especial das áreas concedidas pelo regime da Lei 9.478, a nova legislação criou um Fundo Social, destinado a investimentos no “desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento” (educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação a mudanças climáticas).

Com o objetivo de elevar a participação da União no capital total da Petrobras e ao mesmo tempo reforçar o patrimônio da estatal em reservas, um dos projetos do pacote, transformado mais tarde na Lei 12.276/2010, previu um mecanismo engenhoso de troca de áreas exploratórias

do pré-sal por ações da empresa. Foi a “cessão onerosa”, pela qual a União “cederia” à Petrobras o direito de “exercício de atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos em área antes não licitada (portanto “não concedida”) que contivesse “não mais que 5 bilhões de barris de óleo equivalente”, com a contrapartida de adquirir, no mercado, ações preferenciais (sem direito a voto) da corporação. A Lei, promulgada em 30 de junho de 2010, permitiu a concretização do negócio em setembro daquele ano: em troca da cessão por 40 anos dos blocos de Tupi Sul, Florim, Tupi Nordeste, Guará Leste, Franco e Iara (e um bloco contingente, Peroba), correspondentes, segundo negociação e muita controvérsia²², a 5 bilhões de barris de óleo equivalentes, a Petrobras transferiu ao Tesouro Nacional o valor de R\$ 74,808 bilhões, obtidos via oferta de ações no mercado acionário – num operativo de “capitalização”. O Estado brasileiro, na operação, adquiriu ações que elevaram sua participação no capital total da empresa de 39,8% àquela altura para 49% (somando ações de propriedade do Tesouro Nacional, BNDESPar, BNDES, Fundo de Participação e Fundo Soberano), chegando a 64% do capital votante²³.

Quanto à área do pré-sal que já havia sido concedida a várias companhias pelo regime anterior (41.000 km² dos 120.000 totais do polígono), resolveu-se não tocar nos contratos existentes, até porque a Petrobras é a concessionária em 38.000 km², portanto 93% do pré-sal licitado.

Apesar da profundidade das mudanças, os projetos (exceção feita à discussão sobre a destinação dos royalties, ainda inconclusa) passaram quase sem modificações pelo Congresso Nacional, evidenciando a força do bloco majoritário PT-PMDB e da base aliada do governo, além da desarticulação da oposição de natureza mais privatista. Telegrama publicado pelo Wikileaks, enviado pelo Consulado dos Estados Unidos no Rio de Janeiro ao Departamento de

²² Para avaliar os potenciais das áreas para fins da cessão onerosa, a ANP contratou a certificadora internacional Gaffney, Cline and Associates e a Petrobras contratou a DeGolyer and MacNaughton. “Ambas fizeram estimativas dos recursos contingentes e, em alguns casos, dos recursos prospectivos nessas áreas e utilizaram a metodologia do fluxo de caixa descontado para calcular o valor presente do barril de petróleo equivalente”. Os resultados em valores obtidos pela ANP foram mais altos que os da Petrobras. (SOUSA, 2011)

²³ Dados de 2010, depois da capitalização. Hoje a participação do Estado brasileiro encontra-se em 47,1% do capital social (total) e 62,2% do votante.

Estado em dezembro de 2009 – portanto em pleno debate do novo marco regulatório no Congresso – dava conta de que as mudanças passariam sem percalços no Congresso:

“Although major international and independent oil companies (IOCs) continue to view the regulatory framework to develop Brazil's offshore Pre-salt oil and gas reserves as potentially debilitating to their future E&P operations here, the Rio de Janeiro-based industry group that represents these companies has thus far been unsuccessful in efforts to enact changes to the law in the House of Deputies. Patricia Pradal, head of government relations for Chevron told Econoff on November 19 that since President Lula announced the framework on August 31, industry had been fighting a ‘hard battle’ to enact changes to the legislation, but the House of Deputies has not taken any industry concerns into consideration. Note: Pradal also heads the steering committee of the Brazilian Institute for Petroleum (IBP)... Pradal lamented the lack of support from opposition parties in Congress, blaming Presidential and Congressional elections next year and explaining ‘The PSDB [primary opposition party] simply has not shown up to this debate’. She expressed begrudging respect to President Lula's International Relations Adviser Marco Aurelio Garcia and Press Secretary Franklin Martins as the principal orchestrators of the Government's strategy, stating, ‘They are the professionals, and we are the amateurs’.” (ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA, 2009)

Segundo as indústrias petroleiras internacionais atuantes no país teriam revelado ao consulado americano, o candidato presidencial do PSDB, José Serra, não atribuía ao tema a urgência que ele merecia:

“According to IBP's Pradal, likely PSDB 2010 Presidential Candidate Jose Serra opposed the framework, but seemed to lack a sense of urgency on the issue. She quoted him as telling industry representatives, ‘Let those guys [Worker's Party] do what they want. There will be no bid rounds, and then we will show everyone that the old model worked...And we will change it back.’ As for what would happen to foreign oil companies in the meantime, Serra reportedly remarked, ‘You will come and go’. Congressional sources have also told Embassy officers that Serra has signaled PSDB and other opposition sources that they should amend, but not oppose the final Pre-Salt legislation, and urged opposition legislators to avoid vocal opposition to the law.”

Assim, a votação tranquila da novidade deveu-se à construção, pelo governo, maioria dos partidos e elites econômicas e políticas regionais, de uma razoável maioria em torno de tratar de forma diferenciada a grande riqueza encontrada, numa expressão importante do que MEDEIROS

(2010) chama de “coalizão keynesiana liderada por um grupo desenvolvimentista” – em grande medida graças aos interesses das oligarquias políticas regionais em uma parcela da futura renda petrolífera.

Vale recorrer à interpretação de Medeiros, senão para avalizá-la, pelo menos para contextualizar a mudança:

“A ‘Keynesian coalition’ led by ‘desenvolvimentistas’ group (that enlarged its influence in the second half of decade) achieved greater power in the wake of the international crisis of 2008. With a lower rate of interest (although situated in a very high plateau) this new policies include strong efforts to encrease public investments, housing finance, credit expansion (led by public banks), enlargement of pensions and transferences to the poor. This coalition enlarged the old alliance of finance, state and construction with the primary exporters but included new social sectors. So far avoided changing the exchange rate regime used by Central Bank as the main policy against inflation. (...) The recent discover of oil in deep waters (pre-salt) and the proganist rule played by Petrobras, strengths this strategy. This high tech and capital-intensive oil extraction has important linkages for Brazilian industry.” (MEDEIROS, 2010)

TOLMASQUIM e PINTO JUNIOR, economistas e dirigente de órgãos públicos do setor²⁴, apresentam duas razões “oficiais” para a modificação no marco regulatório de E&P na área do pré-sal: a primeira, retirada da Exposição de Motivos nº 38 da Comissão Interministerial que redigiu a legislação, são os “riscos exploratórios baixos e elevadas rentabilidades”, que requereriam “adequação do marco regulatório ao interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União e em benefício da sociedade”. A segunda é o “contexto de abundância de petróleo”:

“...com a perspectiva de incorporação de grandes volumes de petróleo e gás natural às reservas provadas nacionais, o papel geopolítico do Brasil na indústria mundial de petróleo se modifica substancialmente. Dessa forma, tornam-se necessárias alterações (...) que dotassem o país com os instrumentos de política energética e regulatórios adequados para lidar com o um contexto de abundância de petróleo frente ao mercado doméstico. De fato, o marco regulatório sob a égide da Lei nº 9.478/1997 foi

²⁴ Maurício Tolmasquim é presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao Ministério de Minas e Energia e Helder Queiroz Pinto Junior e um dos diretores da ANP.

estabelecido em um contexto de escassez de petróleo, com o país perseguindo a autossuficiência”. (TOLMASQUIM e PINTO JUNIOR, 2012)

Sejam quais forem as razões imediatas e estruturais, o fato é que desde dezembro de 2010, quando foi sancionada a Lei nº 12.351 (a principal do pacote regulatório, porque estabelece o regime de partilha da produção para áreas de pré-sal e “outras estratégicas”, cria o Fundo Social e modifica a ex-Lei do Petróleo), o país tem um regime regulador misto para o setor. Concessão para as áreas fora do pré-sal ou não consideradas estratégicas, e de partilha para o polígono definido em Lei. Mesmo assim, até o momento, devido ao *imbroglio* dos royalties (o tema foi separado da Lei para permitir a aprovação rápida do modelo e para que o governo federal e governadores aliados ganhassem tempo na renhida batalha federativa pela renda petrolífera²⁵), não só não houve nenhuma contratação pelo novo regime, como ficaram suspensas as licitações para concessão de áreas – a última rodada, a 10ª, ocorreu em 18 e 19 de dezembro de 2008 e incluiu apenas blocos terrestres.

A paralisação das contratações para exploração e produção constituiu elemento de incerteza, senão para o imediato, pelo menos para o futuro da produção no país. Segundo cálculos da ANP, devido à taxa de devoluções de blocos sem descobertas, caso não houvesse novos leilões, o país ficaria sem áreas de exploração em 2016. “Neste período sem rodadas poderiam ter sido descobertos vários campos que começariam a produzir entre 2015 e 2017. Isso geraria bens, serviços e investimentos”, protestou à revista Piauí o secretário-executivo do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), Álvaro Alves Teixeira (DIEGUEZ, 2012) O IBP é a organização das empresas petroleiras em atividade no país, que inclui a Petrobras, mas costuma refletir particularmente o que anda nas cabeças e planejamentos dos executivos das IOCs. No início de janeiro de 2013, foi

²⁵ Resumidamente, o debate sobre o novo marco regulatório e a distribuição das participações governamentais resultantes da produção no pré-sal acabou por ensejar a reabertura da discussão sobre a distribuição da renda petrolífera em geral, incluindo a das áreas já sob concessão, numa reedição da bisseccular disputa federativa. Parlamentares de estados em que não há produção de óleo e gás nem em terra nem na costa marítima, com maioria no Congresso, conseguiram aprovar emenda à proposta governamental, que impunha a redistribuição dos royalties e PE de forma igualitária entre todos os entes federativos (estados e municípios), a chamada Emenda Ibsen. Governadores e parlamentares dos estados em cujas costas e/ou territórios há produção e armazenamento significativo de hidrocarbonetos, em particular Rio de Janeiro e Espírito Santo, conseguiram o apoio do governo federal para impedir o corte brusco de suas arrecadações e sobrevivência político-eleitoral, levando a presidente Dilma Rouseff a vetar a modificação referente às áreas já em produção, desenvolvimento ou exploração. Mas o veto presidencial está, desde dezembro de 2012, sob ameaça de derrubada.

a vez de a atual diretora-geral da ANP, a engenheira de petróleo Magda Chambriard, pressionar elegantemente pela retomada das rodadas, em entrevista à *Folha de S. Paulo*: “Os contratos futuros estão resolvidos, falta só o passado, e, como vou licitar o futuro, e não o passado, eu entendo que não temos mais o empecilho em relação a royalties” (LUNA, 2013).

Menos de uma semana depois da entrevista de Chambriard, o CNPE aprovava a realização em maio próximo da 11ª Rodada de Licitações para concessões, incluindo blocos em áreas marítimas e terrestres de nove bacias sedimentares (Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Potiguar, Parnaíba, Recôncavo, Sergipe-Alagoas). Para o pré-sal, o CNPE autorizou uma licitação ainda este ano, em princípio em novembro. Mas será preciso que a “guerra dos royalties” – um conflito clássico pela renda petrolífera, na visão de GABRIELLI (ver ANEXO, 2012) – tenha desfecho antes disso.

4.6. Tendências da indústria petrolífera brasileira até 2030

As significativas mudanças regulatórias no segmento de E&P brasileiro, os problemas políticos para fazê-la aprovar e a paralisação das licitações provocaram dúvidas e grita entre as empresas nacionais “independentes” e as internacionais atuantes no Brasil. Mas, em razão do sucesso inicial dos poços no polígono, os problemas não foram suficientes para mudar as projeções promissoras de consultores e instituições governamentais sobre o futuro da produção brasileira. De real, constatou-se que em novembro de 2012, os 15²⁶ poços em produção no pré-sal já concedido produziram 227,6 mil barris/dia de petróleo e 7,1 milhões de m³ de gás natural, totalizando 272 mil barris de óleo equivalente. O volume de óleo corresponde a 11% da produção nacional, enquanto os poços do pré-sal representam somente 2% do total de 771 poços marítimos em produção. A produção do pré-sal vem crescendo exponencialmente (25% de outubro para novembro passado) e três dos quinze poços citados, todos no campo de Lula (ex-Tupi), já estão

²⁶ Do total de poços no pré-sal, dois são no campo de Jubarte, quatro em Lula, dois em Marlim Leste, um em Barracuda, quatro em Baleia Azul, um em reservatório compartilhado pelos campos de Caratinga e Barracuda e um em reservatório compartilhado pelos campos de Marlim e Voador (ANP,2012)

entre os cinco mais produtivos do país. A Petrobras projeta produzir nos poços do pré-sal um milhão de barris diários em 2017.

Antes que a realidade confirmasse as projeções positivas, a mera perspectiva de início da produção nos blocos licitados do pré-sal já havia garantido ao Brasil um lugar entre os fornecedores globais dignos de menção. A partir de 2008 e mais sensivelmente de 2009 em diante, o país passou a frequentar com destaque as análises dos entes internacionais de energia como futuro produtor de peso, detentor das mais promissoras novas fronteiras exploratórias. E a situação não mudou qualitativamente, nem devido às questões político-econômicas domésticas, nem com o impacto no país da crise econômico-financeira internacional.

O Departamento de Energia norte-americano (DOE) projetou, em seu *International Energy Outlook 2010*, uma produção brasileira, em 2030, na casa dos cinco milhões de barris diários (contra pouco mais de dois milhões de barris/dia atualmente). Desse total, segundo o DOE, o país estará consumindo de 2,5 milhões a 3 milhões de barris diários. A Agência Internacional de Energia previu, em 2011, que a oferta global de petróleo no período 2010 a 2016 teria incremento médio de 1,1 milhão de barris diários ao ano e o aumento viria, segundo o relatório *Medium-Term Oil and Gas Markets* de 2011, do lado da OPEP, de Iraque, Emirados Árabes Unidos e Angola, e, do lado “não-OPEP”, de Brasil, Canadá, Cazaquistão e Colômbia (AIE, 2011).

O destaque do Brasil se repetiu no *World Energy Outlook* de 2012, que prevê um incremento importante, até 2020, na produção dos países “não-Opep”, em geral em óleos não convencionais, com um “salto na produção em águas profundas no Brasil” (AIE, 2012). O mesmo documento projetou um incremento de 800 mil barris diários na produção atual de petróleo do Brasil até 2017, fazendo-a alcançar 2,8 milhões de barris/dia. Dos 17,6 milhões de barris diários de capacidade adicional de produção de óleo que MAUGERI contabiliza para o mundo entre 2011 e 2020, a contribuição brasileira seria de 2,5 milhões de barris adicionais (14%), o que elevaria a capacidade de produção do país a 4,5 milhões de barris em 2020.

Os números-referência para um desenho de cenário, no entanto, são os dos Planos de Negócios da Petrobras, que não só não deve perder sua participação esmagadora na produção nacional (93%) como pode inclusive elevá-la. O mais recente documento do gênero divulgado pela estatal, referente ao período 2012-2016, registra como metas uma produção de 2,5 milhões

de barris/dia de petróleo em 2016, possíveis 3,7 milhões em 2015 (porque se propõe a uma capacidade adicional de 1,2 milhão de barris/dia) e 5,2 milhões de barris/dia a serem produzidos em 2020 somente nas operações no Brasil. Para cumprir estes objetivos ambiciosos, o Plano de Negócios prevê investimentos de US\$ 141,8 bilhões em Exploração e Produção no período (60% dos US\$ 236 bilhões dos investimentos totais), dos quais US\$ 42,5 bilhões no pré-sal. Como o mesmo plano projeta alcançar, entre 2015 e 2020, uma taxa de crescimento da produção de 5% a 6%, é possível calcular, que mantido esse ritmo, o volume de óleo produzido no Brasil poderia ultrapassar a casa dos 7 milhões de barris diários em 2030.

O mero início da produção no pré-sal já impacta o conjunto da economia; estimativas indicaram que os investimentos no setor de petróleo e gás natural no Brasil, para o quadriênio 2010-2013, se aproximariam dos R\$ 400 bilhões (BNDES, 2011). Esse montante seria 84% superior ao contabilizado no período anterior (2006-2009), representando 62% do total mapeado pelo BNDES para a indústria brasileira. No entanto, apenas R\$ 45 bilhões desse total seriam destinados a blocos do pré-sal licitado. O que significa que, a partir do momento em que houver licitações sob regime de partilha de mais áreas do pré-sal, o volume deve seguir crescendo.

Há, todavia, várias pedras no caminho em direção a este horizonte. O primeiro elemento com potencial para influir negativamente no avanço da produção nacional de petróleo tem a ver diretamente com as perspectivas da economia internacional e do mercado global da commodity. Num cenário bem pessimista, mas não descartável, em que a economia dos EUA siga registrando índices de crescimentos medíocres, em que se aprofunde a recessão europeia e a demanda asiática tenha elevação menor do que a projetada até agora, é possível que uma queda de preços do óleo torne menos atrativo o desenvolvimento dos caríssimos projetos no pré-sal. Um hipotético barril abaixo dos US\$ 40 já não sustentaria o desenvolvimento da província, onde o custo de produção do barril situa-se em torno dos US\$ 22 (IBP, 2010).

Além do elemento custo-preço, há ainda a questão do financiamento da expansão: o Plano de Negócios da Petrobras prevê captações no mercado internacional de US\$ 16 bilhões a US\$ 18 bilhões ao ano no quadriênio 2012-2016, num total de US\$ 42,54 bilhões destinados, entre outras metas, à implantação de novas 19 unidades de produção – 12 até 2015 e outras sete até 2018. Uma expansão dessa magnitude, dependente de endividamento (o plano declara que não haverá

novas ofertas públicas de ações), é altamente sensível às condições de crédito no mercado financeiro global, o que torna a mera perspectiva de novos momentos de *credit crunch* extremamente ameaçadoras para o setor petrolífero brasileiro.

A essas possibilidades deve-se somar um “problema” que a indústria e consultores da área ligados aos grandes *players* internacionais veem na nova legislação para o setor: o fato de a Petrobras ser a operadora compulsória de todos os blocos do polígono²⁷. É uma das razões pelas quais Maugeri, em geral otimista, descontou 2,7 bilhões de barris diários dos 6 milhões adicionais que o Brasil poderia, segundo seus cálculos, sem as restrições que expõe, estar produzindo em 2020:

“Worldwide, few operators are capable of addressing the environmental and technological challenge they pose. Moreover, growing resource nationalism has supported legislation that imposes Petrobras – the Brazil national oil champion – as the sole operator of every sub-salt field. While one of the best national companies (or semi-national, because Petrobras is partly floated) in the world, Petrobras is likely not capable of managing this task on multiple fields in a relatively short period of time” (MAUGERI, 2012)

Ex-diretor de E&P da Petrobras, ex-proprietário de uma petroleira independente, a Starfish (vendida para a angolana Sonangol), o consultor Wagner Freire ecoou o ponto de vista das companhias do setor numa reportagem da revista *Piauí*:

“O Brasil colocou uma jabuticaba muito azeda nesse contrato de partilha’, disse Freire, irritado. ‘Só aqui existe essa exigência de operador único com obrigação de investir no mínimo 30% em cada contrato. A Petrobras não terá recursos para fazer esse tipo de investimento’. A nova lei, segundo ele, cria uma amarra para a estatal e para o desenvolvimento do país. ‘O que nós estamos vendo é que os leilões do pré-sal, se realizados, vão inviabilizar a companhia’, prevê. ‘A opção será reduzir o ritmo das licitações, porque a Petrobras não terá condições de operar todos esses contratos. Aí quem vai perder é o país, que terá sua produção de petróleo atrelada aos limites da exploração da estatal.’” (DIEGUEZ, 2012)

²⁷ O artigo 20 da Lei 12351, de 22/12/2010, em seu parágrafo 3,º determina: “O contrato de constituição de consórcio deverá indicar a Petrobras como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros”.

Até mesmo o ex-diretor-geral da ANP, Haroldo Lima, que foi um dos oito membros da Comissão Interministerial que elaborou o marco regulatório para o pré-sal, se diz arrependido de ter apoiado a ideia. Na mesma reportagem citada, Lima declara:

“Se fosse hoje, com o conhecimento que tenho, jamais aprovaria essa cláusula de operador único e do percentual de 30%. A vida mostrou que, com a dificuldade crescente da Petrobras, criou-se um problema que nós não havíamos previsto’. E não seria possível mudar a lei retirando essa cláusula? Lima foi assertivo: ‘Pode, mas mudar a lei é uma batalha. Veja o que esta acontecendo agora com os royalties. Se voltar de novo para discussão no Congresso, aí é que a produção de petróleo no Brasil corre o risco de emperrar de vez’”. (DIEGUEZ, 2012)

O anúncio pelo CNPE, neste início de 2013, da realização de uma licitação do pré-sal ainda este ano, ainda que com data indefinida (indicada para novembro) e com a questão dos *royalties* ainda em aberto, acalmou um pouco os representantes da indústria no país. O governo brasileiro parece impor seu ritmo, evidentemente ligado às possibilidades operacionais e financeiras da Petrobras, e fortes indícios de que se trata de uma atuação com estratégia definida. O ritmo de exploração e produção do pré-sal, aquém do desejado pelos *players* da indústria, não parece ser resultado de uma “trapalhada” legislativa ou de uma armadilha institucional em que a própria cúpula governamental em torno da presidente Dilma Roussef teria caído devido à “jaboticaba azeda” de que fala Freire. O ministro de Minas e Energia, Edison Lobão (peemedebista do Maranhão, afilhado de José Sarney e estreitamente ligado à presidente) sugeriu com clareza à *Piauí* como pensa o governo:

“O Brasil está interessado em expandir gigantescamente sua exploração no pré-sal? Ou o Brasil pode se interessar em produzir apenas para o seu consumo interno e mais 30% para exportação?’ Primeiro, continuou ele, o Conselho Nacional de Política Energética precisará definir como será a política de exploração. Só depois é que decidirá quantos blocos estarão abertos aos leilões. ‘Não haverá exploração de todo o pré-sal de uma vez. Isso não ocorrerá jamais. Os interesses nacionais serão avaliados’” (DIEGUEZ, 2012)

A estratégia fica ainda mais clara em toda a exposição realizada por José Sérgio Gabrielli, já na condição de secretário estadual de Energia da Bahia, em aula magna para alunos do Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético (PPE) da Coppe-UFRJ em maio do ano passado (ver ANEXO), sobre os desafios do país diante do pré-sal. Presidente da Petrobras de 2006 a

2012, Gabrielli também foi membro, talvez o segundo mais decisivo depois da atual presidente, da comissão que elaborou a grande mudança no marco regulatório do setor:

“O governo então tem a maior parte da renda petroleira, tem a Petrobras como instrumento de ação operacional sobre esses reservatórios e vai definir o ritmo de novas áreas a serem encontradas, *de acordo com a cadeia de fornecedores*. Colocar novas áreas para exploração vai ser determinado, como está na lei, *à medida em que a indústria de fornecedores* for capaz de atender a essas novas áreas. Portanto, há um mecanismo de controle para não inviabilizar a gestão desse sistema que é gigantesco, se tudo for colocado [em exploração] simultaneamente” (GABRIELLI, ANEXO, 2012, grifos nossos).

O contrato de partilha e o papel preponderante da Petrobras como indutores de política industrial, de catalizadores de uma cadeia nacional (ou em solo brasileiro) de fornecedores: esta é a estratégia do governo. Se for executada *avant la lettre*, como defende Gabrielli e sugere o ministro Lobão recorrendo ao “interesse nacional”, com certeza o ritmo do aumento da produção brasileira de petróleo ficará aquém do desejado pelas IOCs, parapetroleiras internacionais e seus representantes políticos. De qualquer maneira, a dupla natureza da Petrobras – que é instrumento “de ação operacional do governo” e ao mesmo tempo uma corporação capitalista moderna, com tecnologia de ponta e gestão por resultados voltada para o mercado financeiro (talvez a verdadeira e gigantesca jaboticaba do setor petrolífero do país) – a obrigará a buscar retorno para os não menos gigantescos investimentos que vem fazendo para explorar e produzir no pré-sal. Por isso, as tendências de produção, exploração e resultados econômicos e sociais da indústria de óleo e gás no país dependem em enorme medida, como historicamente sempre dependeram, de decisões político-governamentais que determinam os rumos da estatal ou semi-estatal brasileira.

5. O Brasil do pré-sal no sistema internacional

5.1. Impacto no mercado petrolífero global

Se a estratégia sugerida por representantes do governo brasileiro e concretizada no Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras se cumprir a contento, o Brasil poderá estar produzindo em 2030, numa hipótese condizente com as projeções mais comedidas (e a referência global em comedimento são os dados do DOE), 6 milhões de barris diários de petróleo. Afinal, de acordo com o citado Plano de Negócios, entre o final desta década e o início dos anos 20, a capacidade da companhia já será da ordem de 6,2 milhões de barris diários. Supondo que a estratégia governamental seja a revelada pelo ministro Edison Lobão e o Brasil esteja exportando 30% desse volume em 2030 (mais uma vez uma projeção bem comedida), o país estaria exportando 1,86 milhão de barris diários, num volume anual de 679 milhões de barris – o triplo dos 598,5 mil barris/dia que o país exportou em 2011 (ANP, 2012).

Supondo uma produção mundial, em 2030, de 95 milhões de barris diários (segundo a AIE), a participação brasileira no total produzido seria de pouco mais de 6,3%, contra os atuais 2,27%. Se a referência for a previsão da Opep, de 104 milhões de barris/dia de produção global em 2030 (Opep, 2012), a participação brasileira cai para 5,7% do total produzido no mundo. Se a porcentagem não chega a alçar o Brasil à categoria dos maiores produtores, já o coloca em patamar bastante superior ao atual, já que produziu 2,3% do petróleo mundial em 2011. Para se ter parâmetro de comparação em termos de volume, o Irã produziu 5% do total mundial no mesmo ano, os Estados Unidos, 9% e os membros da Opep Angola e Nigéria, respectivamente 2% e 3%.

Se os fluxos mundiais de comércio crescerem no mesmo ritmo projetado para a produção, o total das exportações globais em 2030 será de pouco mais de 43 milhões de barris diários, dos quais 4,3% (o 1,86 milhão de b/d) seriam do Brasil. Atualmente, as exportações de óleo ou derivados brasileiros correspondem a 1,57% das exportações mundiais (cálculos a partir de dados da BP, 2012). A proporção do Brasil nas exportações mundiais projetadas para 2030, apesar de ser também o triplo da atual, é igualmente pequena, mas em volume é maior que o total de óleo cru exportado pelo México em 2011 (1,36 milhão de b/d, BP, 2012) e maior do que a exportação

atual do Norte da África (que inclui Líbia e Argélia, com 1,451 milhão de b/d por conta da guerra civil no primeiro país).

Portanto, mesmo num cenário de controle estrito da produção – seja por problemas de caixa da Petrobras, seja por “interesse nacional” –, o pré-sal muda o paradigma da inserção do país no mercado de petróleo: o Brasil tem pelo menos potencial para se converter em exportador de médio porte, com algum papel na garantia dos fluxos no Hemisfério Ocidental. Como a perspectiva é de que, mesmo com a redução da demanda por fontes fósseis de energia nos países da OCDE, a demanda por petróleo siga crescendo, graças à Ásia, o Brasil tem pela frente um situação cômoda do ponto de vista da comercialização de seu possível excedente.

Para fins de uma análise geoconômica globalizante e uma interpretação do possível fortalecimento político do Estado brasileiro graças ao pré-sal, no entanto, tão ou mais importante que os volumes a produzir e exportar é o volume das reservas de óleo e gás descobertas. Porque ainda que as reservas venham a ser sub-exploradas na visão da indústria internacional, elas passam a representar (mesmo antes de provadas) a propriedade de um patrimônio pelo Estado brasileiro, tanto pela definição constitucional quanto pelo poder de mercado da Petrobras nas decisões sobre sua exploração e controle sobre sua produção.

Num exercício de quantificação bem esquemático do valor do pré-sal brasileiro baseado em SAUER (com todas as limitações desse tipo de projeção), é possível avaliar que o “excedente” por ele gerado (produção menos custos), com 5 milhões de barris/dia de produção, preço médio do barril a US\$ 80 e custo de produção (capital e trabalho) a US\$ 35 (portanto excedente por barril de R\$ 45, que é uma estimativa modesta), vá de US\$ 1,35 trilhão a US\$ 3,15 trilhões. OU seja, 60% do PIB brasileiro de 2012, na pior das hipóteses, uma vez e meia o PIB na melhor delas.

O pré-sal tem valor de mercado e valor geopolítico indiscutível. Por essa razão, a tarefa designada pelo Council on Foreign Relations, principal *think tank* norte-americano sobre relações internacionais, ligado ao Partido Democrata no poder, para estudar as relações bilaterais Brasil-Estados Unidos, afirmava em seu *Global Brazil and US-Brazil Relations*: “The Task Force recognizes that Brazil’s pre-salt oil will have a dramatic effect on Brazil as the country reinvents itself as an energy power.” (BODMAN et alli, 2010).

Tabela 5. Estimativa de valor excedente do pré-sal brasileiro

Cenário de reservas (barris)	Extração diária (milhões de barris/dia)	Extração anual (milhões de barris)	Excente anual em dólar	Excedente total
70 bilhões	5	1825	U\$ 82,12 bi	US\$ 3,15 tri (38 anos)
50 bilhões	5	1825	U\$ 82,12 bi	US\$ 2,25 tri (27,4 anos)
30 bilhões	5	1825	U\$ 82,12 bi	US\$ 1,35 tri (16,4 anos)
50 bilhões	3,5	1250	U\$ 56,25 bi	US\$ 2,25 tri
30 bilhões	2,05	750	U\$ 33,75 bi	US\$ 1,35 tri

Premissas: Preço médio do barril de petróleo US\$ 80; custo do barril (capital e trabalho) US\$ 35; Excedente (renda petrolífera) US\$ 45 o barril

Pra uma avaliação da questão das reservas nacionais, é preciso revisitar o que são reservas e quais seus tipos. O conceito de reserva – “volumes que podem ser comercialmente recuperados no futuro” (JACKSON, 2009) – é de natureza econômica (portanto também social e política), não geológica. Assim, é impossível contar com projeções confiáveis sobre o crescimento de reservas mundiais²⁸, à diferença do que é possível antecipar, ainda que em variados cenários, sobre a demanda e a produção. Como recorda Jackson, a Sociedade dos Engenheiros de Petróleo dos Estados Unidos (SPE) estabeleceu seis categorias de reservas e mais três classificações para recursos petrolíferos não-descobertos, entre as quais as convencionais (divididas em provadas, possíveis, de contingência e prospectivas) e as não convencionais (das que são exemplo as areias oleosas do Canadá, o óleo ultra-pesado da Venezuela e o xisto, com as mesmas subcategorias). Trabalhando com a soma de todas as categorias citadas, o IHS-Cera estima as reservas mundiais de petróleo em 4,8 trilhões de barris, dos quais 1,1 trilhão já teriam sido consumidos nos últimos 153 anos. Como 1,653 trilhão são provadas, restariam para se estudar, pesquisar, comprovar, desenvolver e produzir reservas de cerca de 2 trilhões de barris, com todas as condicionantes de preço, custos, demanda ligada ao ritmo da economia mundial, tecnologia e condições políticas.

²⁸ O conceito de crescimento de reservas inclui as reservas que se provam em novas descobertas e o aumento da recuperação do óleo das reservas de jazidas já existentes, por conta do desenvolvimento tecnológico.

Somente para o campo de Lula (ex-Tupi), a estimativa de reservas a se provarem é de oito bilhões de barris, segundo a Petrobras e a ANP – o suficiente para que as reservas brasileiras de óleo mais do que dobrem. Para o conjunto das áreas já em exploração e desenvolvimento (28% da área total do polígono do pré-sal foram licitados para concessão, antes da mudança do marco regulatório) estimam-se 30 bilhões de barris de petróleo (ANP, 2011), volume que elevaria as reservas provadas do país, num horizonte de médio prazo, para 45 bilhões de barris, volume semelhante às atuais reservas provadas da Nigéria (37,2 bilhões de barris) e da Líbia (47,1 bilhões). Caso se confirme a aposta da Petrobras, de 70 bilhões de barris a se provarem em toda a extensão da província petrolífera, o Brasil estaria, com 85 bilhões de barris de óleo em reservas, no patamar da Rússia (86,6 bilhões) e não tão distante da situação dos Emirados Árabes Unidos (97,8 bilhões).

Quanto desse volume já serão reservas provadas em 2030? As projeções menos otimistas apontam para reservas provadas brasileiras de 45 bilhões de barris, os 15 atuais somados aos 30 do pré-sal. Na hipótese de que já fossem provadas as reservas estimadas de óleo brasileiro com o pré-sal, representariam já não mais 0,91% do total mundial de 1,653 trilhão de barris (BP, 2012), mas 2,6% das reservas do planeta – um salto de 186%. Considerando que as reservas mundiais, no melhor dos cenários, não crescerão 186% até 2030, é evidente que o Brasil terá sua participação significativamente ampliada.

5.2. Vantagens brasileiras no xadrez geopolítico

Tão ou mais eloqüente que os números, no entanto, é a estabilidade institucional e política do país – e, em sentido relativo, do Cone Sul da América como um todo – em contraste com o alto risco geopolítico de regiões produtoras como o Golfo Pérsico, a Nigéria, a costa ocidental da África, o Cáucaso e a própria Venezuela. Um produtor de petróleo razoavelmente estável e culturalmente ocidental tem valor ampliado no xadrez petrolífero.

A propósito de instabilidades, desde o início de 2011, quando levantes populares derrubaram os governos ditatoriais da Tunísia e do Egito e espalharam pelo Norte da África e Oriente Médio sementes de rebeliões contra as velhas oligarquias político-militares, essas duas regiões fundamentais para o fornecimento de petróleo e gás natural à Europa e à China já passaram por

uma intervenção militar direta (na Líbia, com a derrota militar do regime de Khadaffi e o caos institucional que a guerra ensejou) e uma guerra civil que já aniquilou 60 mil vidas na Síria, semidestruuiu a infra-estrutura do país e não tem desfecho à vista.

A recente intervenção francesa no Mali, para impedir a tomada da capital do país por forças guerrilheiras islamitas ligadas a Al Qaeda, terminou por instabilizar a Argélia e toda a África de colonização francesa. Com histórico de lutas étnicas (250 povos) e inter-religiosas (cristãos do sul *versus* muçulmanos do Norte), corrupção endêmica, greves e ataques de grupos armados contra suas instalações petrolíferas, a populosa Nigéria (oitavo produtor entre os países da Opep e importante exportador para os EUA) não é exatamente fonte de tranquilidade no que se refere a fluxos de petróleo (YERGIN, 2010). Paralelamente, as forças armadas dos EUA seguem no Iraque, Israel ameaça o Irã e pressiona o “grande padrinho”, os EUA, por uma política mais agressiva contra os planos de enriquecimento de urânio do regime dos aiatolás xiitas no país persa. Estes, por sua vez, apoiam abertamente o Hizbollah libanês, o Hamas palestino e o regime sírio cambaleante de Bashar Al-Assad.

Na comparação com quadro tão complexo e adverso aos negócios em geral e aos fluxos petrolíferos em particular, a região do Mar Cáspio, onde se encontram as grandes reservas em início de produção do Casaquistão e por onde passam dutos essenciais para o suprimento da China (inclusive petróleo e gás da Rússia), parece relativamente estável, depois que Putin venceu os rebeldes da Chechênia. Com efeito, como aponta FIORI (2011), a Rússia de Putin vem conseguindo reconstruir sua área de influência perdida no início dos anos 90. Mas o histórico recente de conflitos sangrentos na região não permite descartar problemas. Ainda mais complicada é a logística de abastecimento do enorme mercado da Índia pelos países do Oriente Médio e do Cáspio, uma vez que os dutos de fornecimento teriam necessariamente que passar pelo conflagrado Afeganistão e pelo desafeto Paquistão.

Neste quadro global, do ponto de vista da segurança dos fluxos e do abastecimento mundial do mercado, a tendência é que o Atlântico Sul como um todo e nele o Brasil adquiram importância crescente, mesmo com redução da demanda dos Estados Unidos e da Europa. Antevendo uma “intensificação das tensões geopolíticas no que tange ao acesso a petróleo e gás”, GABRIELLI (2010) afirmou, em evento sobre segurança internacional:

“O Atlântico Sul será um novo centro produtor importante e, portanto, vai chamar uma atenção sem precedentes e desempenhar um papel que ele não teve no passado, como provedor desse recurso energético indispensável à vida como nós a conhecemos hoje. (...) Há 122 milhões de anos, a constituição do subsolo [marítimo] africano e do brasileiro é a mesma. Temos essa situação que mostra similaridades entre o Brasil e a África, com a possibilidade de termos também um crescimento além do pós-sal, atual produção da África, que seria também pré-sal, sobretudo na parte setentrional.” (GABRIELLI, 2010)

Assim, as reservas e a futura produção do pré-sal terão importância para a “segurança econômica” do mercado global de petróleo e indiretamente para a segurança dos Estados Unidos (mesmo com a autossuficiência em óleo a ser reconquistada pela potência hegemônica) e da Europa, diante das incertezas colocadas pela instabilidade crônica da Eurásia Central, onde se situam o Cáucaso e o Golfo Pérsico, e mais recentemente também no Norte da África. Com a mesma lógica comparativa, o citado documento do Council on Foreign Relations norte-americano, avaliava:

“Brazil matters not just regionally but globally. Its decisions and actions will affect the world’s economy, environment and energy future as well as prospects for diplomacy and stability (...) Brazil’s economic prowess places it in a leadership position in Latin America and in the world and boosts the region’s strategic importance globally, especially for the United States” (BODMAN et alli, 2011).

Compartilhando a visão de que dimensão do mercado doméstico e força econômica própria também são documento no terreno das relações internacionais, GABRIELLI (ANEXO) destacava, em 2012, uma característica particular do mercado de energia brasileiro, que retira o país da lógica um tanto esquemática da “guerra por recursos” prevista por KLARE (2008), em que se debateriam inevitavelmente países consumidores contra países produtores:

“Temos uma situação peculiar no mundo, porque grande parte da produção de petróleo do país é para o próprio país, que tem uma capacidade de refino mais ou menos equivalente ao tamanho do país. Temos um mercado consumidor dos que mais crescem no mundo, que está no segundo nível dos grandes países do mundo: nós consumimos hoje 2,3 a 2,4 milhões de barris por dia de petróleo ou equivalentes. Tirando Estados Unidos, Japão e China, estamos em um grupo de países que são grandes consumidores de petróleo. Somos grande consumidor de produtos de petróleo, produtor de petróleo mais ou menos – nós produzimos pouco mais de 2 milhões de barris/dia – e consumimos

2,3 milhões de barris. Temos capacidade de refino de 2,1 a 2,2 milhões de barris diários. Portanto, estamos com um mercado relativamente equilibrado, que é único no mundo, porque os países que são grandes consumidores de petróleo são importadores massivos de petróleo, como os Estados Unidos. Os países que são grandes produtores temem em geral um mercado interno pequeno, como é o caso da maior parte dos países da Opep”.(GABRIELLI, 2012,. ANEXO)

Nessa mesma lógica comparativa, guardadas as devidas diferenças geopolíticas e históricas, o Brasil se aproxima muito mais, entre os BRICs ou “economias intermediárias” emergentes, da condição da Rússia – país continental, de população menor (e decrescente), potencial de influência muito menor na dinâmica do crescimento mundial (por conta de sua limitada mão de obra excedente), mas grande detentor de reservas e grande exportador de commodity energética essencial à Europa (o gás natural) do que da China e da Índia. Essas duas potências da Ásia, também guardadas as devidas diferenças históricas, políticas e econômicas, são ambas nações superpopulosas, com contingentes de milhões de camponeses ainda a serem incorporados à dinâmica do mercado capitalista²⁹, portanto com fronteiras virgens para a acumulação de capital, potencial para contribuir decisivamente à dinâmica econômica global, mas deficitários no suprimento energético imprescindível a seu desenvolvimento.

É a “Chíndia”, na feliz expressão de KLARE (2008), um fator de desequilíbrio gigantesco na distribuição mundial das fontes e suprimentos energéticos, portanto de desequilíbrio geopolítico, um elemento importante no desenvolvimento das relações inter-estatais nas próximas décadas. Em 2030, a China consumirá 15 milhões de barris diários de petróleo, dos quais produzirá 4 milhões. A Índia deverá consumir 4,4 milhões e produzirá 1,3 milhão. (DOE, 2007) Nesse contexto, o Brasil terá, com o pré-sal, a privilegiada condição de mercado consumidor de petróleo digno de menção, produtor de médio porte e nação dotada de matriz energética historicamente diversificada. Um quadro ideal para configurar, dependendo das políticas governamentais adotadas, uma situação não somente de autossuficiência como de “soberania energética”, na expressão de LAHOUD:

²⁹ Hobsbawn, em uma de suas últimas obras, “Globalização, democracia e terrorismo” (2007) afirma que China e Índia são os últimos dois espaços do globo onde ainda existe campesinato no sentido clássico.

“Entendemos por soberania energética la propia capacidad de una comunidad política para ejercer el control y la potestad (entendida como autoridad) y para regular de manera racional, limitada y sustentable la explotación de los recursos energéticos, conservando un margen de maniobra y una libertad de acción que le permita minimizar los costos asociados a las presiones externas de los actores estratégicos que rivalizan por la obtención de esos recursos.” (LAHOUD, 2005).

5.3. O destino do óleo excedente: para onde vão as possíveis exportações

Diante de tais peculiaridades econômicas e institucionais do Brasil, e seu pertencimento histórico à área de influência geopolítica da potência hegemônica, não cabem dúvidas do interesse estadunidense no pré-sal – ainda que os EUA voltem a ser autossuficientes em 2020, devido ao bom do *tight/shale oil* em seu território. Num primeiro momento, o interesse dos EUA revelou-se mais nas intercessões diplomático-comerciais com mira num futuro fornecimento de óleo físico. Era intenção do Departamento de Estado norte-americano que o comunicado conjunto dos presidentes Barack Obama e Dilma Rousseff, ao final da visita do primeiro ao Brasil em março de 2011, incluísse um compromisso inicial de cooperação na exploração do pré-sal “para aumentar a produção de combustível no mundo”. A versão final do comunicado não citou o tema, devido a divergências do governo brasileiro e da alta cúpula da Petrobras quanto às contrapartidas do governo americano:

“Sobre a intenção demonstrada pelo presidente dos Estados Unidos, Barack Obama, de ampliar a compra de petróleo do Brasil, [o presidente da Petrobras, Sérgio] Gabrielli disse que os americanos têm que criar condições para valorizar uma possível aliança estratégica. Citou como exemplo o incentivo à instalação de empresas americanas no Brasil, ou a viabilidade de facilidades comerciais. ‘Nesse momento, eles não têm como valorizar essas relações estratégicas’, ressaltou, lembrando que o país governado por Obama é o principal destino das exportações da Petrobras.” (FOLHA DE S. PAULO, 23/3/2011).

No Seminário Internacional “Brasil, China e Estados Unidos – Estratégias nacionais, interesses e implicações para a América do Sul”, promovido pelo Pepi-UFRJ em 10/6/2011, o assessor internacional da Presidência da República, Marco Aurélio Garcia, confirmou que o tema foi tratado durante visita de Obama ao Brasil. Segundo Garcia, representantes brasileiros teriam

expressado aos norte-americanos a intenção de não exportar somente petróleo bruto, mas igualmente produtos refinados. Objetivo aliás explicitado à exaustão pelo então presidente Lula, como nesta entrevista à revista norte-americana *Offshore*:

“One of the ways to generate devopment from the pre-salt is to add value to crude oil. This is one of the reasons why large volume of investments have been allocated for expanding the refinery network and the petrochemical sector in Brazil.” (WERTHEIM, 2009)

Mas a estratégia do Departamento de Estado sob a batuta de Hillary Clinton é mais complexa do que uma mera aposta em comprar mais óleo. Em visita ao Brasil em março de 2012, quando se encontrou com a presidente Dilma e com a presidente da Petrobras, Graça Foster, a secretária de Estado demonstrou ter a política de trabalhar pela atuação maior das petroleiras norte-americanas na exploração e produção do polígono. Em contrapartida, segundo relato da imprensa brasileira, os EUA ofereceriam alguma transferência de tecnologia por meio de bolsas de estudo para brasileiros em universidades de ponta e da instalação de centros de inovação no Brasil por parte de empresas como Microsoft e Cisco. (*Jornal do Comércio*, 17/04/2012) A estratégia está em linha com o que prega o citado documento do Council for Foreign Relations sobre o Brasil e as relações bilaterais Brasil-EUA:

“As Brazil develops its pre-salt oil and thereby diversifies global energy suppliers, the Task Force considers greater oil exports from Brazil to be in the US’ strategic interest. As the United States seeks to diversify its energy supply, increased imports from Brazil could help reduce its dependency on exports form less stabel countries. Though the US will not have a significant iunfluence on the trajectory of pré-salt development, the Ex-Im Bank, the Overseas Private Investment Corporation and the US Trade and Development Agency can provode financing to US companies to facilitate their participation” (BODMAN et alli, 2010)

Dadas a existência das negociações e pressões, a proximidade geográfica do Brasil com o “maior mercado consumidor do mundo”, a política norte-americana de diversificação de fornecedores como questão de “segurança nacional” e a fome de suas *supermajors* em obter pelo menos uma parcela dos lucros que advirão do polígono promissor, é ainda provável que o destino de pelo menos parte das exportações do óleo e/ou dos derivados do pré-sal sejam os Estados Unidos. Sobre a base de projeções do DOE (muito criticado por analistas, consultores e empresas

por minimizar o impacto do fenômeno do *tight/shale oil*) é possível estimar o crescimento nas próximas décadas da participação do óleo brasileiro nas importações estadunidenses, à medida que elas continuem existindo. Afinal, apesar da polêmica sobre a produção do *tight/shale oil* e da possível reconquista da autossuficiência pelos EUA, há consenso de que a produção desse tipo de petróleo não convencional terá um pico em 2020, decaindo a posteriori. Em 2030, segundo o DOE (2012), as importações de óleo pelos EUA serão de 7,2 milhões de barris dia, contra 9 milhões importados em 2012.

Se o excedente brasileiro estiver próximo dos 2 milhões de barris diários em 2030, e metade do volume destinar-se ao mercado norte-americano, o milhão de barris/dia importados do Brasil representaria 14% das importações dos EUA, percentual igual ao do óleo comprado pelos EUA à Arábia Saudita em 2012. Atualmente as maiores fontes de petróleo importado pelos EUA são Canadá (29%), Arábia Saudita (14%), Venezuela (11%), Nigéria (10%) e México (8%). Somando-se Arábia Saudita, Venezuela e Nigéria, resulta um total de 35% de óleo importado pelos EUA de países com alto potencial de instabilidade – o que pode explicar a manutenção do interesse americano no óleo do pré-sal mesmo com as perspectivas promissoras de sua produção própria.

Tudo indica que, consciente dessa situação favorável à barganha, o governo brasileiro tenha intenção de valorizar o óleo do pré-sal como moeda importante em negociações comerciais bilaterais mais abrangentes. É o que deixa escapar o ministro Lobão: “Além do mais, com a posse do petróleo, teremos maior força geopolítica na sua comercialização”, disse Lobão à *Piauí*, justificando o regime de partilha da produção:

“Se os Estados Unidos quiserem contratos de longo prazo para fornecimento, o governo terá petróleo para vender e poderá estabelecer condições’. O Brasil segundo Lobão, tem que aproveitar algumas vantagens. Uma delas seria o fato de ser um país estável e respeitar contratos. Para os Estados Unidos, avaliou o ministro, será muito mais confortável comprar petróleo brasileiro do que da Venezuela ou do Iraque, politicamente mais instáveis e arredios. ‘Isso tem um preço e pode ser cobrado’. E novamente faz uma pergunta que ele mesmo responde: ‘De que forma? Negociando a redução de barreiras aos nossos produtos agrícolas, por exemplo’” (DIEGUEZ, 2012)

Outra possibilidade a considerar como destino de um possível excedente do pré-sal é a altamente demandante Ásia. A China deverá estar importando mais de 70% do óleo a consumir em 2030 (ENVIRONMENT, 2007). A Índia vive situação semelhante, com o agravante de não ter construído a infraestrutura de dutos que a China mantém para recebimento de óleo e gás do Cáspio e da Rússia. O problema de fornecer o óleo físico para países asiáticos é a longa distância que separa o Brasil daquela região, o que encarece o produto devido à logística e ao custo de transporte.

“Nossa expectativa é de que o fornecimento para a China e para a Índia será atendido principalmente pelo Oriente Médio”, disse Gabrielli em 2010, ainda na condição de presidente da Petrobras (portanto expressando a visão da empresa), em seminário sobre segurança internacional promovido pelo Ministério da Defesa: “A disputa por custo [da Petrobras] com o Oriente Médio é muito difícil em razão do transporte e em razão da produção crescente do Iraque e do Irã.” (ALSINA JR. et alli, 2010) Segundo o cenário mais provável traçado pelos estrategistas da estatal, o petróleo físico do Brasil poderá no máximo alcançar a Índia, mas sua movimentação se dará fundamentalmente no Atlântico Sul (o que faz supor destinação aos Estados Unidos e Europa, além de América Central). “O Atlântico Sul se tornará uma fonte importante e vai suprir os mercados consumidores com o dobro do que fornece hoje”, completou o então presidente da multinacional verde-amarela.

Mas a estratégia chinesa, no contexto do que os analistas e publicações especializadas denominaram “caçada da China por energia”, não poderia ser abrir mão dos negócios do petróleo brasileiro, como não abriria mão de qualquer outra fonte produtora importante no globo. A razão é detalhada por Klare:

“Chinese leaders appear to have had three key priorities since China first began importing oil in the early 1990s: first, to diversify the country’s sources of imported energy; second, to rely as much as possible on suppliers with overland, not maritime, connections to China; and third, to entrust the procurement of foreign energy supplies to state-controlled firms.”

O caminho da China no setor brasileiro de produção petrolífera foi, então, o investimento direto de suas *state-controlled*, adquirindo participações, mediante aquisições, nos consórcios que já exploram e produzem no pós-sal brasileiro e no primeiro campo do pré-sal, além de uma pequena presença direta, por meio das estatais Sinopec e Sinochem. Em leilões, a Sinochem

(herdeira da estatal China National Chemicals Import and Export Corporation, a menor das grandes petroleiras estatais chinesas do ramo), tornou-se parceira da norueguesa Statoil na produção no campo de Peregrino e na exploração em dois outros blocos, todos na Bacia de Campos. Já a Sinopec, terceira entre as quatro grandes do setor petrolífero chinês, tem 20% de participação em três consórcios com a Petrobras, em exploração marítima na Bacia do Pará-Maranhão.

Entre fins de 2010 e fins 2011, duas notícias vieram demonstrar, sem visitas oficiais de governantes nem rituais de diplomacia, a disposição do dragão asiático em aumentar sua participação no “boom” brasileiro. Em novembro de 2011, a Sinopec adquiriu por US\$ 7,1 bilhões 40% de participação acionária na Repsol Brasil. Um ano mais tarde, foi a vez da portuguesa Galp vender, por US\$ 3,5 bilhões, 30% de sua controlada Petrogal Brasil à mesma Sinopec, ampliando a presença do capital chinês na E&P no Brasil e levando-o a se instalar no primeiro campo do pré-sal: Lula. (Ver tabela.)

Se a prioridade do dragão asiático continua sendo estreitar relações comerciais para óleo e gás com a Rússia, Cazaquistão e outras ex-repúblicas soviéticas da região do Cáucaso, além do Oriente Médio (XUETANG, 2006), regiões das quais garante o fornecimento direto por meio de dutos terrestres, não se deve descartar que China siga fazendo crescer seus negócios nas bacias petrolíferas brasileiras. Resta verificar se o apetite e disposição de investimento demonstrado pelos contratos de concessão (que asseguram muito maior liberdade do concessionário dispor do óleo físico e maior apropriação da renda) vai se manter no mesmo nível quando das licitação de partilha nos blocos do pré-sal.

Em relação à Europa, abastecida pelo Golfo Pérsico, Rússia e países do Magreb, fatores geopolíticos extremos – como uma agudização da instabilidade no Oriente Próximo e no Norte da África – podem levar alguns países do velho continente, cujas empresas têm importante presença como concessionárias no *upstream* brasileiro, a recorrer a importações do Brasil.

Essa relativa diversidade de opções para o destino do óleo do pré-sal favorece a estratégica governamental de lançar mão da nova e abundante riqueza como instrumento de barganha em negociações comerciais.

5.4. Desafios imediatos do pré-sal: fornecedores no país e segurança nos fluxos

Dadas as perspectivas promissoras de confirmação de reservas e produção no pré-sal e dada a estratégia do governo explicitada nos depoimentos de autoridades e dirigentes públicos, duas condicionantes podem representar travas ao aproveitamento econômico e político que se pretende das riquezas submersas na plataforma continental brasileira. O primeiro e enorme desafio é o da construção, em território brasileiro, da rede nacional de fornecedores de equipamentos, instala-

Tabela 6. A presença das estatais da China no upstream brasileiro

PARTICIPAÇÃO DE EMPRESAS CHINESES NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NO BRASIL			
Companhia	Bloco ou Campo*	Bacia	Consórcio e participação
Sinochem	Peregrino	Campos	40% em sociedade com Statoil Brasil
Sinochem	CM-529	Campos	40% em sociedade com Statoil Brasil
Sinochem	CM-530	Campos	40% em sociedade com Statoil Brasil
Sinopec	BM-PAMA-3	Pará-Maranhão	20% em sociedade com a Petrobras
Sinopec	PAMA-M-192	Pará-Maranhão	20% em sociedade com a Petrobras
Sinopec	PAMA-M-194	Pará-Maranhão	20% em sociedade com a Petrobras
Repsol (40% Sinopec)	S-M-623	Santos	20% com Petrobras e BG Brasil
Repsol (40% Sinopec)	BM-S-10	Santos	25% com Petrobras e BG Brasil
Repsol (40% Sinopec)	ES-M-414	Espírito Santo	10% com Petrobras e CVRD
Repsol (40% Sinopec)	CM-539	Campos	35% com Statoil e Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	AM-T-84 (terra)	Amazonas	40% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	Albacora Leste	Campos	10% em consórcio com a Petrobras

Petrogal (30% Sinopec)	Lula	Santos	10%, com Petrobras e BG Brasil
Petrogal (30% Sinopec)	AM-T-84 (terra)	Amazonas	40% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	ES-M-592	Espírito Santo	20% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	PEPB-M-783 (terra)	Pernambuco-Paraíba	20% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	PEPB-M-837 (terra)	Pernambuco-Paraíba	20% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	PEPB-M-839 (terra)	Pernambuco-Paraíba	20% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	POT-T-563 (terra)	Potiguar	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	POT-T-608 (terra)	Potiguar	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	POT-T-699 (terra)	Potiguar	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	POT-T-743 (terra)	Potiguar	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	Chopim (terra)	Potiguar	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	Sanhaçu (terra)	Potiguar	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	Urutau (terra)	Potiguar	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	BM-S-21	Santos	20% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	SEAL-T-412 (terra)	Sergipe	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	SEAL-T-429 (terra)	Sergipe	50% em consórcio com a Petrobras
Petrogal (30% Sinopec)	Dó-Ré-Mi (terra)	Sergipe	50% em consórcio com a Petrobras

instalações e serviços parapetrolíferos necessária para o cumprimento das metas de produção estabelecidas pela Petrobras. A tarefa é gigantesca: segundo cálculo da Booz consultoria, utilizado pelo departamento da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás do BNDES, a demanda por esses bens e serviços até 2020 tem valor aproximado de US\$ 400 bilhões – num leque que vai de

navios e sondas a sistemas, hardware, a máquinas para processamento de gás em plataformas e dutos de transporte. Empenhado em fazer do pré-sal uma alavanca de política industrial, o governo, acompanhado da direção da Petrobras, tem demonstrado atenção detalhada às áreas em que é tem sido mais difícil incentivar uma produção no Brasil, tentando “equilibrar os interesses dos acionistas privados, que têm pressa para transformar o pré-sal em dinheiro, com o do acionista controlador, o governo”, como relata *O Estado de S. Paulo*:

“BNDES, Transpetro, estaleiros, grandes fornecedores, associação de máquinas e equipamentos (Abimaq) e da indústria naval (Sinaval) participam de grupos de trabalho para enfrentar os gargalos. O modelo desenhado para as sondas – primeiro faz-se o contrato e depois omnta-se a indústria que vai construí-la – pode ser repetido com a cadeia de fornecedores (...) O Objetivo é promover a ‘substituição competitiva de importações’, diz outra fonte. A Petrobras negocia acordos para atrair estrangeiras oferecendo contrato que icnlui a compra do equipamento no exterior enquanto a filial é construída. A lista de importados inclui de separadores de água e ´poleo para petroleiros a turbinas para embarcações de apoio. A lista está sendo estendida para sondas que, a partir deste ano, começam a ser construídas no Brasil.” (VALLE, 2012)

O segundo desafio, estreitamente ligado ao anterior, é o da segurança das instalações na plataforma continental do Brasil e das frotas petrolíferas pelos mares, que terão crescimento brutal nos próximos anos. Com aproximadamente 130 petroleiros atualmente, 732 “árvores de Natal” molhadas (os equipamentos marítimos de extração do óleo e do gás), 74 mariportos, 3,6 mil km de tubos flexíveis, 3,4 de dutos umbilicais, 1,7 mil km de dutos rígidos, a Petrobras projeta a necessidade de cerca de 400 embarcações de transporte até 2020 (ou seja, 270 novas embarcações), para “garantir o plano de desenvolvimento do pré-sal já identificado”, segundo números divulgados por Gabrielli em 2010 (ALSINA et alli). Nesse complexo industrial suspenso sobre as águas, de 80 km a 270 km da costa, vivem em sistema de rodízio 30 mil pessoas, são transportados em helicópteros 65.500 passageiros por mês e uma carga de mensal de 271 mil toneladas, segundo cálculos da Marinha do Brasil anteriores ao desenvolvimento do pré-sal. Para 2016, a força armada trabalha com a projeção de 114 mil pessoas transportadas e uma carga ao mês de mais de 400 mil toneladas. A produção no pré-sal multiplicará essa população, essa carga, esse tráfego de instalações mais distantes do continente.

Há mais de uma década (2001), a Marinha identificou, em seu Plano Estratégico (PEM) “vulnerabilidades estratégicas do Brasil no Atlântico Sul”, entre as quais “concentração da produção de petróleo no mar, sem um sistema de defesa eficaz; comércio exterior dependente, quase que totalmente, de Linhas de Comunicações Marítimas extensas cujo controle e defesa são complexos”. O plano foi recordado pelo Almirante Julio Soares de Mouta Neto, em evento sobre Segurança Internacional promovido pelo Ministério da Defesa (ALSINA ET ALLI, 2010). O fato de a legislação brasileira concentrar na Marinha as funções de tradicionais de força armada nacional com tarefas que em outros países são de Guardas Costeiras (como orientar e controlar a Marinha Mercante, implementar e fiscalizar cumprimento de leis e regulamentos no mar e e nas águas interiores, cooperar com órgãos federais na repressão aos delitos quanto ao uso do mar) faz ainda mais gritante a necessidade de reforço orçamentário para reequipamento/modernização da força, em frota, contingente e treinamento de seu pessoal.

Essa vulnerabilidade militar, se não superada, pode representar um problema do ponto de vista da afirmação geopolítica autônoma do Brasil, uma vez que a segurança estratégica do Atlântico Sul estará muito mais nas mãos da IV Frota dos Estados Unidos reativada em 2010, do que sob controle do Estado Brasileiro.

6. Conclusões

O ingresso do Brasil no ranking dos detentores das maiores reservas de petróleo do planeta e a perspectiva praticamente certa de que se torne exportador de médio porte da commodity são fatos com grande potencial para fortalecer a economia do país e o Estado brasileiro, ao assegurar-lhes mais do que autossuficiência, superávit na única fonte energética da qual ainda dependiam, até muito pouco tempo, de importações.

A novidade histórica, combinada à diversidade de fontes na matriz energética nacional (que se destaca mundialmente pela grande participação de energia renovável), e a “peculiaridade” apontada por José Sérgio Gabrielli de o Brasil vir a combinar a característica presente de grande consumidor com a futura de grande produtor de petróleo, desenham uma situação altamente favorável não somente ao exercício de uma política econômica de incentivo ao crescimento da indústria parapetrolífera nacional, como à indústria como um todo – fator determinante no desenvolvimento econômico, que por si só daria maior peso ao país no cenário internacional.

A autonomia energética, tão relativa quanto qualquer autonomia a esta altura da história do sistema mundial capitalista, abre para o Estado brasileiro a possibilidade de exercício de algum grau de “soberania energética”. Ou seja, a chance de adotar regulação “soberana, racional, limitada e sustentável” do uso de seus recursos, no sentido de melhor aproveitá-los em favor do interesse nacional. A decisão de estabelecer um modelo regulatório misto, com contratos de partilha no polígono do pré-sal – modelo de partilha que amplia a participação do Estado nacional na repartição da renda petrolífera e lhe garante controle muito maior sobre o ritmo de produção das reservas do que o regime de concessão – parece ter esse sentido político.

A concretização desse cenário favorável depende em grande medida do sucesso da política governamental, executada pela direção da Petrobras, de lograr o desenvolvimento no país de uma cadeia de fornecedores capaz de sustentar o salto proposto na produção, sem desequilíbrio na balança comercial e de pagamentos, por conta de uma evitável avalanche de importação de máquinas, equipamentos e serviços especializados. Este caminho, no entanto, promete estar nos próximos anos permanentemente tensionado pelo choque entre a intenção industrializante (e em algum sentido protecionista) do governo e da Petrobras, de um lado, com a pressão das companhias internacionais dos EUA, dos países europeus (as IOCs) e também da “faminta” China (estatais petroleiras mistas), com apoio de seus governos, pela exploração dos recursos em ritmo

mais acelerado, seja para maior participação sua na repartição do excedente do pré-sal brasileiro, seja para a diversificação de seus fornecedores diante de um Oriente Médio cada vez mais instável.

A localização geopolítica e cultural do Brasil no Hemisfério Ocidental, em macro-região de influência direta da potência hegemônica, numa América do Sul historicamente marcada por poucos conflitos armados, combinada com a história recente de estabilidade institucional democrática do país, confere às reservas e produção do pré-sal um valor “extra” do ponto de vista das estratégias energéticas dos grandes consumidores, como Estados Unidos, países europeus e China. O futuro excedente em óleo disponível para exportações, ainda que não vá para o mercado norte-americano, poderá funcionar como um “seguro” para a oferta e os fluxos globais da mercadoria, sempre potencialmente ameaçados pelas turbulências nos países da Opep, e uma garantia para os países ocidentais da OCDE em particular.

O novo quadro internacional de reordenamento econômico e geopolítico do sistema, descrito no primeiro capítulo, embora não abale qualitativamente a hegemonia político-militar dos EUA, tem aberto brechas para maior afirmação e autonomia dos “gigantes da periferia”, expressão de Pinheiro Guimarães para definir as economias intermediárias como as do Brasil, Rússia e Índia (para ficar entre os BRICs). Nessa “nova geopolítica das nações”, como define Fiori, um Brasil mais rico, graças à dimensão dos recursos a serem apropriados tanto pela Petrobras quanto pelo governo diretamente (mediante a negociação do óleo e a arrecadação de royalties) e possivelmente mais autônomo (menos dependente do mercado internacional) no terreno energético, tem uma raríssima oportunidade de escolha.

O pré-sal, a produção de alimentos e o razoável grau de industrialização podem, combinadamente, dependendo da estratégia adotada pelos governos, derivar numa das três hipóteses colocadas por Fiori (2010). O Brasil pode ser, em 20, 30 anos, uma “economia exportadora de alta intensidade, periferia de luxo das grandes potências compradoras do mundo”, como Argentina e Austrália no passado. Pode combinar o potencial exportador com uma associação industrial a outra economia mais dinâmica (Estados Unidos, ou o bloco do Leste Asiático). Ou, na mais tentadora e difícil delas, adotar um caminho parecido com o dos Estados Unidos do século XIX, combinando uma indústria de alto valor agregado com a capacidade única de exportação de alimentos e petróleo, num “caminho próprio de afirmação internacional”.

O certo é que, ao reforçarem o potencial de desenvolvimento econômico do país (porque ampliariam a capacidade de geração energética, intensificariam a industrialização e as exportações), as reservas de petróleo e gás do pré-sal favoreceriam a perspectiva de implementação de políticas tendentes a uma maior afirmação da autonomia do “gigante pela própria natureza”. Resta considerar em detalhe todo o significado econômico e geopolítico de se tornar um *player* significativo no mercado petrolífero, além de observar a dinâmica da política interna nacional. Porque o projeto de um Brasil mais autônomo e mais influente no mundo dependerá da capacidade e da vontade política da coalizão de interesses que o conduzirá nestas próximas décadas.

Referências bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012*. Rio de Janeiro, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Lâmina para atração de investimentos visando a 11ª Rodada de Licitações para Concessão de Áreas para Exploração e Produção de petróleo e gás. Rio de Janeiro, 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Legislação para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro, 2011.
- ALSINA JR., J.P.; JOBIM, N.; ETCHEGOYEN, S.W. *Segurança internacional: perspectivas brasileiras*. Editora FGV, Rio de Janeiro, 2010.
- ALTERMAN, J.B. e GARVER, J.W., *The vital triangle – China, the United States and the Middle East*, Center for Strategic and International Studies, Washington, 2008.
- AMORIM, Celso. “A política externa do governo Lula: dois anos”, in Revista *Plenarium* nº 2: Brasília, dezembro de 2005.
- _____. “Multilateralismo acessório”, in *Política Externa*, vol.11, nº 3, dezembro 2002-fevereiro 2003, Paz e Terra, USP (Grupo de Análise de Conjuntura Internacional), São Paulo.
- ARCEO, E.; URTURI, M.A. (2010) “Centro, periferia y transformaciones en la economía mundial”. Documento de Trabajo nº 30, agosto de 2010. Buenos Aires: Cefidar.
- ARRIGHI, G. *O longo século XX, dinheiro poder e as origens do nosso tempo*. Contraponto-Unesp, 1996._____; SILVER, Beverly et alli. *Caos e governabilidade no moderno sistema mundial*. Contraponto, Editora da UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.
- AYOUB, Antoine. Oil: Economics and Politics. In: *Energy Studies Review*, vol.6, nº.1, Canadá, 1994.
- BATISTA JR., Paulo Nogueira. A América do Sul em movimento. In *Revista de Economia Política*. [online]. 2008, vol.28, n.2, pp. 226-238. ISSN 0101-3157.
- BENJAMIM, C. “Tendência da nova ordem mundial e o lugar do Brasil”, texto apresentado ao Fórum Social Brasileiro, Belo Horizonte, julho de 2003.

BNDES. “Perspectivas de investimentos na indústria 2011-2014”, in *Visão do Desenvolvimento* nº 91, 2011.

BODMAN, Samuel W.; WOLFENSOHN, James D.; SWEIG, Julia E. Global Brazil an US-Brazil Relations, Independent Task Force Report nº 66, Council on Foreign Relations, julho de 2011. Disponível em <http://www.cfr.org/brazil/global-brazil-us-brazil-relations/p25407>, acessado em 27/7/2011.

BP 2011. *Statistical Review of World Energy 2011*. British Petroleum Amoco (BP). Disponível em <http://www.bp.com/>. Consultado em abril de 2011.

BRASIL/Presidência da República/Casa Civil. Exposição de Motivos Interministerial nº 38/2009. Disponível em

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/projetos/expmotiv/emi/2009/38%20-%20mme%20mf%20mdic%20mp%20ccivil.htm

BRASIL/Empresa de Pesquisa Energética (EPE)/Ministério de Minas e Energia (MME). *Balanço Energético Nacional 2010*. Disponível em www.epe.gov.br.

BRAGA, J.C.S. e CINTRA, M.A.M, “Finanças dolarizadas e capital financeiro: exasperação sob comando americano”. In FIORI, J.L (org.), *O Poder Americano*, 3ª ed. Petrópolis, Vozes, 2009.

BRAUDEL, Fernand. *Civilização Material, Economia e Capitalismo, Séculos XV-XVIII – O Tempo do Mundo*. Martins Fontes, São Paulo, 1996.

BRENNER, Robert. *What is Good for Goldman Sachs is good for America – the origins of the current crisis*, Center for Social Theory and Comparative History, Institute for Social Science Research, UCLA, 2009, acessível em <http://escholarship.org/uc/item/0sg0782h>

BRET-ROUZAT, N.; FAVENNEC, J.; SANTOS, Edmilson M. (coords.) *Petróleo e gás natural – como produzir e a que custo*. 2ª edição. Center for Economics and Management (IFP School)/Synergia Editora/Editions

CANUTO, O. “A crise asiática e seus desdobramentos”. In *Econômica*, nº 4, PP 25-60, dezembro de 2000.

CERVO, Amado Luiz e BUENO, Clodoaldo. *História da Política Exterior do Brasil*. Editora Ática, São Paulo. 1992.

CERVO, Amado Luiz. “Brazil's rise on the international scene: Brazil and the World”, in *Revista Brasileira de Política Internacional* [on line]. 2010, vol.53. Disponível em www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-73292010000300002&lng=en&nrm=iso

CHESNAIS, F. “Mundialização: o capital financeiro no comando”. In *Outubro*, nº 5, p 7-28. Instituto de Estudos Socialistas, São Paulo, 2001.

COSTA, Wanderley M. *Geografia política e geopolítica*. Hucitec. São Paulo, 1992

COSTAS, R. “Novo petróleo promete mudar mapa geopolítico da energia” , in BBC Brasil, Londres, maio de 2012, disponível em http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2012/05/120501_petroleo_geopolitica_rc.shtml

DIAS, Luciano de Mattos e QUAGLINO, Maria Ana. *A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras*. Fundação Getúlio Vargas (FGV)/Petrobras, 1993, disponível em <http://hdl.handle.net/10438/6731>, acessado em 18/01/2012.

DIEGUEZ, Consuelo. “Tesouro submerso”. In *Piauí*, nº 19, abril de 2008, Rio de Janeiro.

DIEGUEZ, Consuelo. “Petróleo encalacrado no pré-sal”. In *Piauí*, nº 28, janeiro de 2009, Rio de Janeiro.

DIEGUEZ, Consuelo. “O petróleo depois da festa”. In *Piauí*, nº 72, setembro de 2012, Rio de Janeiro.

EL-GAMAL, Mahmoud A. e JAFFE, Amy Myers. *Oil, Dollars, Debt and Crises. The Global Curse of Black Gold*. Cambridge University Press, Nova York, 2010.

ENVIRONMENT. *China’ initiatives in the Middle East*. Junho de 2007.

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA/Departament of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA). International Energy Statistics. *International Energy Outlook 2011*, in <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA/Departament of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA). *Annual Energy Outlook 2012*, in <http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/index.cfm>

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA/Departament of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA). *Annual Energy Outlook 2013- Early Release Report*, in [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2013).pdf)

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA/Departement of State. E.O. 12958: DECL: 2019/12/02 SUBJECT: CAN THE OIL INDUSTRY BEAT BACK THE PRE-SALT LAW? Disponível em <http://www.wikileaks.ch/cable/2009/12/09RIODEJANEIRO369.html>

FIORI, José Luís, MEDEIROS, Carlos e SERRANO, Franklin. *O Mito do Colapso do Poder Americano*. Editora Record, Rio de Janeiro, 2008.

_____. Para um diagnóstico da “modernização brasileira”. In *Polarização Mundial e Crescimento*. Editora Vozes, Petrópolis, 2001.

_____. Formação, Expansão e Limites do Poder Global. In *O Poder Americano*. Editora Vozes, Petrópolis, 2004.

_____. A nova geopolítica das nações e o lugar da Rússia, China, Índia, Brasil e África do Sul. In *Oikos*, nº 8, 2007, disponível em www.revistaoikos.org (acessada em 22/7/2011).

_____. *O Poder Global e a Nova Geopolítica das Nações*. Boitempo Editorial, São Paulo, 2007.

_____. “A inserção do Brasil e da América do Sul na segunda década do século XXI”, revista eletrônica Carta Maior, 10/02/2010, disponível em http://www.cartamaior.com.br/templates/materiaMostrar.cfm?materia_id=16393. Acessada em 31/07/2012.

FELIPE, Ednilson Silva. “Mudanças institucionais e estratégias empresariais: a trajetória e o crescimento da Petrobras a partir da sua atuação no novo ambiente competitivo (1997-2010)”. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2010.

FOLHA DE S. PAULO. *Pré-sal terá cooperação de Brasil e EUA*, 18/3/2011.

FUSER, Igor. O petróleo e o envolvimento militar dos Estados Unidos no Golfo Pérsico (1945-2003). Dissertação de mestrado do Programa de Pós-graduação em Relações Internacionais “Santiago Dantas”, Unesp/PUC-SP/Unicamp. 2005.

GILPIN, R., *Global political economy*, Princenton University Press, Princenton, 2001.

GUO, Xueting. *The energy security in Cenbtral Eurasia: the geopolitical impolications to China’s energy strategy*. Central Asia-Caucasus Institute, 2006.

HAGE, J.A Althayde (a). “O poder político na energia e relações internacionais: o difícil equilíbrio entre o direito e a busca de segurança do Estado brasileiro”. In *Revista Brasileira de Política Internacional*, nº 51, 156-189, 2003.

IKENBERRY, G. John. A ambição imperial. In: *Política Externa*, v. II, nº5, dezembro 2002/janeiro 2003.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2009). *World Energy Outlook 2009*. Paris, julho de 2009. Sumário executivo, resumo, principais gráficos e apresentação para imprensa disponíveis em <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2009/>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2012). *World energyOoutlook 2012*. Paris, novembro de 2012. Sumário executivo, resumo e apresentação para imprensa disponíveis em <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>

JACKSON, P. *The future of global oil supply – understanding the building blocks*. IHS-Cera Special Report, nov. 2009

JESUS, Fernanda D. Indicadores de Vulnerabilidade Sócio-econômica para países exportadores de petróleo: metodologia e análise comparativa. Tese de Doutorado em Planejamento Energético. Programa de Planejamento Energético da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da UFRJ. 01/04/2009

JUNIOR, Cirilo. “70 anos após primeira descoberta, Brasil inicia nova etapa da produção de petróleo”, in Folha Online, 21/01/2009, disponível em <http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u491975.shtml>, acessado em 19/012/2013.

KEOHANE, R., *After hegemony*, Princenton University Press, Princenton, 2005.

KLARE, Michael T. *Rising powers, shrinking planet: the new geopolitics of energy*. Henry Holt Company. Nova Iorque, 2008.

KRAUS, Clifford e LIPTON, Eric. “US inches toward goal of energy independence”. In *New York Times*, 22/03/2012.

LEVINE, Steve. “The age of the irrational petro-exuberance”, in Foreign Policy, 10/04/2012: http://oilandglory.foreignpolicy.com/posts/2012/04/09/the_age_of_irrational_petro_exuberance Acessado em 10/01/2013.

LIMA, Haroldo. *Petróleo no Brasil – A situação, o modelo e a política atual*. Editora Synergia. Rio de Janeiro, 2008.

LINS, Hoyêdo Nunes. *Geoeconomia e geopolítica dos recursos energéticos no capitalismo contemporâneo*. Texto para Discussão nº 3, 2008, Centro Sócio-Econômico/Departamento de Ciências Econômicas, UFSC.

LINS DA SILVA, C.E. “Doutrina Bush foi gerada há dez anos”, in *Política Externa*, vol.11, nº 3, dezembro 2002-fevereiro 2003, Paz e Terra, USP (Grupo de Análise de Conjuntura Internacional), São Paulo.

LUNA, Denise. “Indefinição sobre royalties trava exploração no petróleo” , in *Folha de S. Paulo*, 04/01/2013.

MACNALLY, Robert e LEVI, Michael. “A Crude Predicament – the era of volatile oil prices”. In *Foreign Affairs*, 12/6/2011.

MARX, K. *El Capital – Crítica de la Economía Política*, livro II, cap. VI, Fondo de Cultura Económica, México-Buenos Aires, 1968a.

MARX, K. *El Capital – Crítica de la Economía Política*, livro III, Fondo de Cultura Económica, México-Buenos Aires, 1968b.

MARTI, M.E. *A China de Deng Xiaoping – O homem que pôs a China na cena do século XXI*. Rio de Janeiro, Nova Fronteira, 2007.

MAUGERI, Leonardo. *Oil: the next revolution. The unprecedented upsurge of oil production capacity and what it means for the world*. Belfer Center for Science and International Affairs/Harvard Kennedy School, junho de 2012.

MEDEIROS, Carlos. A. “China: entre os séculos XX e XXI” in FIORI, J.L., *Estados e moedas no desenvolvimento das nações*. Rio de Janeiro: Vozes, 1999.

_____. (2008) “Desenvolvimento Econômico e Ascensão Nacional: rupturas e transições na China e na Rússia” in J. L. Fiori; C. Medeiros; F. Serrano, *O Mito do Colapso do Poder Americano*. Rio de Janeiro: Vozes;

_____. (2010) “The political economy of the rise and decline of developmental states” (first draft).

_____. “A China como um Duplo Pólo na Economia Mundial e a Recentralização Asiática”, in *Revista de Economia Política*, vol. 26.

_____; SERRANO, F.(2004) “O desenvolvimento econômico e a retomada da abordagem clássica do excedente”, in *Revista de Economia Política*, vol. 24, nº 2, abril-junho de 2004.

MILLS, Robin M. *The Myth of Oil Crisis. Overcoming the challenges of Depletion, Geopolitics and Global Warming*. Praeger Publishers, Westport, 2008.

MONIZ BANDEIRA, Luiz Alberto. *Brasil - Estados Unidos no contexto da globalização, vol. I* (Terceira edição revista de Presença dos Estados Unidos no Brasil – Dois Século de História e Brasil) São Paulo, Editora SENAC, 391 pp.

ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES EXPORTADORES DO PETRÓLEO/OPEP. *World Oil Outlook 2012*. Viena, novembro de 2012. Disponível em http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO2012.pdf

OURIQUES, N. “O lugar do Brasil no mundo”, coluna da revista eletrônica Carta Maior, publicada em 18/8/2012. Disponível em http://www.cartamaior.com.br/templates/colunaMostrar.cfm?coluna_id=4750. Acessado em 8/8/2012.

OURIQUES, N. (2010a) “De renúncias e tradições. A propósito de Maria da Conceição Tavares”, disponível em <http://www.brasildefato.com.br/node/5126>. Acessado em 17/01/2011.

PENHA, Eli Alves. *Relações Brasil-África e geopolítica do Atlântico Sul*. Editora da Universidade Federal da Bahia (Edufba), Salvador, 2011.

PINHEIRO GUIMARÃES, Samuel. *Quinhentos Anos de Periferia*. Porto Alegre, Editora da UFRGS/Contraponto, 1999

_____. “Inserção Internacional do Brasil”, in “Economia e Sociedade”, nº 17, pp.1-31, Campinas, dezembro de 2001.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (org.), ALMEIDA, Edgar F de, BOMTEMPO, José V., IOOTY, Marina e BICALHO, Ronaldo G. *Economia da Energia – Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Elsevier, Rio de Janeiro, 2007.

RONCAGLIA, Alessandro. “The price of oil: main interpretations and their theoretical background”. In *Journal of Post-Keynesian Economics*, vol.V, nº4, Summer, 1983.

RIBAS, S. e FILIZOLA, P. “Inovação tecnológica em troca de pré-sal”. In *Jornal do Commercio*, Rio de Janeiro, 17/04/2012.

ROUBINI, Nouriel. “O petróleo assusta”, in *Folha de S. Paulo*, 18/03/2011.

RUIZ CARO, Ariela (a). *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional*. Série Recursos Naturales e Infraestructura nº 21, Cepal. Santiago, 2001.

RUIZ CARO, Ariela (b). *Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo*. Série Recursos Naturales e Infraestructura nº 69, Cepal. Santiago, 2003.

SAMPAIO Jr., P.A. “O Impasse da ‘Formação Nacional’”, in *Estados e moedas no desenvolvimento das nações*. Petrópolis, Vozes, 1999.

_____. “Metástase da crise e aprofundamento da reversão neocolonial”, in *Crítica e Sociedade: revista de cultura política*, vol 1, nº 3, edição especial “Dossiê crise do capitalismo”, dezembro de 2011. Acessível em <http://www.seer.ufu.br/index.php/criticassociedade/article/view/14552>

SANTOS, T. (2000) *A Teoria da dependência – balanço e perspectivas*. Civilização Brasileira.

SAUER, I; AMADO, N. e MERCEDES, S.S. *Energia, recursos minerais e desenvolvimento*. Texto-subsídio para IX Congresso da Federação Interestadual dos Engenheiros (Fisenge), 2010.

SOUSA, Francisco J. de R. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras*. Estudo da Câmara dos Deputados, Brasília, DF, fevereiro de 2011.

TAVARES, Maria da Conceição, e MELIN, Luiz Eduardo. “Pós-escrito 1997: A reafirmação da hegemonia americana”, in FIORI e TAVARES (orgs). *Poder e dinheiro, uma economia política da globalização*. Coleção Zero à Esquerda. Editora Vozes, 1997.

TAVARES, Maria da Conceição. “A retomada da hegemonia americana”. In FIORI e TAVARES (orgs). *Poder e dinheiro, uma economia política da globalização*. Coleção Zero à Esquerda. Editora Vozes, 1997.

TEIXEIRA, Aloisio. “Estados Unidos: a ‘curta macha’ para a hegemonia”, in: FIORI, José Luís (Org.) *Estados e moedas no desenvolvimento das nações*. Petrópolis: Editora Vozes, 1999.

_____. “O império contra-ataca: notas sobre os fundamentos da atual dominação norte-americana”, *Revista Economia e Sociedade*, nº 15, 2000. Campinas: IE/Unicamp.

TORRES Filho, Ernani .T. (2004b) “O papel do petróleo na geopolítica americana”. In: FIORI, J.L. (Org.) *O poder americano*. Petrópolis: Editora Vozes, 2004.

_____. “Petróleo: concorrência, regulação e estratégia”. In *Economia Política Internacional*, nº 2 (julho a setembro, 2004).

TUCKER, Aviezer. “The New Power Map – World politics after the boom in unconventional energy”, in *Foreign Affairs*, 19/12/2012. Disponível em <http://www.foreignaffairs.com/articles/138597/aviezer-tucker/the-new-power-map?page=show>

VALOR ON LINE.

VIGEVANI, Túlio; CEPALUNI, Gabriel. “A política externa de Lula da Silva: a estratégia da autonomia pela diversificação”, in *Contexto Internacional*, revista eletrônica da PUC-Rio.

VIOLA, Eduardo. “Transformações na posição do Brasil no sistema internacional (1990-2005)”, *Revista Plenarium* nº 2: Brasília, dezembro de 2005.

WALLERSTEIN, I. “Mudando a geopolítica do sistema mundo 1945-2025”. In MARTINS, Eduardo e VALENCIA, Adrián (orgs.) *A América Latina e os desafios da Globalização, ensaios dedicados a Ruy Mauro Marini*. Boitempo Editorial, 2009.

WERTHEIM, Peter Howard. “Bullish on Brazil – Lula rides wave of optimism over pre-salt”, Special report. In *Offshore Magazine*, outubro de 2009.

_____. *Após o liberalismo – em busca da reconstrução do mundo*. Editora Vozes, Petrópolis, 2002.

_____. *The capitalist world-economy*. Cambridge University Press, 1979.

YERGIN, Daniel. *O Petróleo – Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro*. São Paulo. Paz & Terra, 2010.

YERGIN, Daniel. *The quest: energy security and the remaking of the moderno world*. New York, Kindle Editions, 2011.

YERGIN, Daniel. “There will be oil”. In *The Wall Street Journal*, 17/09/2011.

ANEXO

Aula Magna proferida por José Sérgio Gabrielli, secretário de Energia do Governo do Estado da Bahia e ex-presidente da Petrobras, em maio de 2012, ao Programa de Pós- Graduação em Planejamento Energético (PPE) da Coppe-UFRJ.

“Boa tarde a todos e a todas, especialmente ao professor Roberto Schaeffer, ao professor Pinguelli, ao professor Fantini, à Renata, da Petrobras, ao professor Alexandre Szklo e a todos vocês que estão aqui.

“Resolvi não fazer uma apresentação formal para essa conversa. Eu preferi arrumar algumas ideias e tentar compartilhar com vocês alguns pensamentos sobre as perspectivas do mercado de petróleo e gás no mundo nesse momento, pensando em um horizonte até 2020/2030 e, dentro desse quadro, pensar um pouco nas mudanças que podemos esperar da posição relativa do Brasil nesse processo e os desafios que temos para, digamos, desenvolver os recursos gigantescos que descobrimos e os impactos que isso pode ter na economia brasileira. Evidente que isto que estou falando poderia falar durante cinco dias, portanto preciso fazer um corte. Para fazer esse corte mais limitado – e como estou na Academia – eu vou ter que desenhar um experimento e tentar começar com algumas ideias gerais ou fatos estilizados sobre o mercado de petróleo. Quero chamar atenção para algumas ideias que acho importantes e, no final, usar essas ideias para analisar o caso brasileiro.

“Vamos começar pelos produtos: o petróleo e o gás. A natureza, na maioria dos casos, traz os dois juntos, associados, que podem tanto ser a solução como também podem ser o problema. Na verdade, não se tem uma demanda de petróleo e gás natural por si, mas uma demanda dos produtos gerados pelo petróleo e pelo gás – e pelos serviços que esses produtos geram. O petróleo e do gás natural vêm sendo utilizados através dos derivados (com exceção dos sacerdotes do Egito e dos feiticeiros de comunidades que usam o petróleo para curar feridas). Isso implica, portanto, em uma cadeia produtiva. O conceito de cadeia produtiva é fundamental: sem uma cadeia produtiva longa, o petróleo não sai do fundo da terra para virar produto. Portanto, o primeiro elemento é esse: essa cadeia é uma cadeia longa, que inicialmente era muito integrada e hoje é cada vez mais desintegrada. Ela tem várias etapas e envolve, nessas etapas, relações

mercantis. Como toda cadeia produtiva, esta é uma cadeia do produto: ela vai para o refino, para a distribuição e vai para toda a logística. Como o é também na linha de fornecimento, uma cadeia de fornecedores, que engloba desde os produtores de sondas, das tubulações, das brocas, das válvulas, dos equipamentos em geral, mas também os equipamento fornecidos para as refinarias, os postos de gasolina, para os caminhões e etc.

“Essa cadeia estende-se também ao conhecimento: a indústria do petróleo, em particular, é uma indústria fortemente dependente da informação. Sem informação não há como desenvolver a indústria do petróleo. No refino, menos informação é necessária, como também no varejo, na ponta. A informação tem um valor enorme: os geólogos dizem que um poço seco, subcomercial, às vezes vale mais do que um poço pelo qual se descobre petróleo. O volume da informação adquirida pela atividade exploratória é um elemento-chave para a geração de valor na cadeia do petróleo. A informação significa a redução do risco exploratório. Um elemento fundamental dessa cadeia longa é que grande parte do valor vem da assunção de risco exploratório, vem da capacidade do sistema de conhecimento geológico, geofísico, geoquímico, regulatório e de engenharia que se tem sobre a área, de modo a minimizar o risco de dar errado. A informação é, portanto, a base fundamental para a assunção da decisão de investir. E a decisão de investir é muito complicada na indústria de petróleo. Por exemplo, o primeiro poço do pré-sal brasileiro custou US\$240 milhões. Só um poço. A exploração continuou com conhecimentos menores. O que se tinha? Tinha-se um modelo geológico, a visão do que ia acontecer e também tínhamos nossos matemáticos, que desenvolveram algoritmos que conseguiram filtrar as ondas sísmicas e com isso conseguimos “ver” depois do sal e dizer que ali tinha um reservatório, e que então valia a pena a gente ir lá e perfurar para saber e tomar a decisão de colocar dinheiro. À medida que se fez isso, o segundo poço já foi mais fácil; o terceiro e quarto mais fáceis ainda. Portanto, a informação é fundamental. E a informação está associada ao risco exploratório. A locação, a escolha da área, a definição das bacias exploratórias criam um conjunto de informações sobre determinadas áreas, informações que permite o investimento naquele tipo de atividade.

“Nessa área exploratória, que é a base da indústria do petróleo, há outro elemento importante, que é como as bacias conhecidas amadurecem, como se tornam mais velhas e – mais do que os seres humanos – como perdem potência e dificultam a produção, a não ser que se injete

mais pressão para viabilizar a retirada do petróleo. Injetar mais pressão significa mais custos, mais tecnologia e significa intervenção sobre os reservatórios existentes.

Hoje, de cada três barris que são adicionados às novas reservas do mundo, dois vêm de reservatórios já conhecidos, em produção, em que se aumenta a recuperação. Conhecer os reservatórios é um tipo de conhecimento. Não é mais o risco exploratório o fundamental, mas a tecnologia de exploração. Aparentemente, a indústria do petróleo é uma indústria velha, suja, feia, mas ela é profundamente intensiva em informação e tecnologia. A indústria de petróleo é a fronteira tecnológica em várias questões. Como é uma cadeia longa, ela diversifica seus efeitos sobre um conjunto de atividades econômicas.

“A descoberta do *shale gas* nos Estados Unidos provoca uma revolução no fornecimento de energia nos últimos anos. O fornecimento dessa energia é decorrente de uma tecnologia que foi modernizada e adaptada, que é tecnologia do fraturamento hidráulico, que permitiu resgatar o gás preso na rocha-reservatório. Isto faz com que todas as capacidades de produção se alterem. Como essa descoberta foi feita exatamente embaixo do centro da cadeia logística de distribuição de gás na América do Norte, o que vem é muito rico, condensado, produzindo um derivado de alta qualidade, permitindo que o gás saia a US\$2 por milhão de BTUs, enquanto o gás no mundo está custando – se se compra GNL³⁰ – US\$ 16 a US\$ 18 o milhão de BTUs. Mas nos Estados Unidos o milhão de BTUs custa US\$ 2.

“O que acontece com essa descoberta, com essa possibilidade? Retoma-se uma tendência da indústria americana, da qual se dizia há dois, três, no máximo cinco anos atrás, ser uma economia voltada para serviços, intensiva em conhecimento, a voltar ter peso da manufatura: a indústria química, a transformação siderúrgica, que se viabilizam com o barato *shale gas* americano. Há uma tendência a mudanças estruturais provocadas por conhecimentos adequados para uma indústria extrativa, suja, feia, poluidora, etc., mas que traz uma série um conjunto de questões aí. Esse é o primeiro elemento que eu chamo atenção: ela é intensiva em tecnologia e longa, porque tem várias etapas e tem impacto gigantesco sobre a economia.

³⁰ Gás Natural Liquefeito.

“Segunda característica da indústria de petróleo, particularmente do chamado *upstream*, que é a produção de petróleo e gás. Ela é uma indústria extremamente capital-intensiva. Ela é uma indústria que exige um volume de capital gigantesco para viabilizar sua atividade. Ela é tão capital-intensiva que a relação entre custo do trabalho e custo de capital na atividade econômica de petróleo é absolutamente desproporcional em relação à razão custo do capital/custo do trabalho em outras atividades. O trabalho deve custar 5%, 6%, no máximo, do custo total de uma empresa de petróleo. Consequentemente, você tem aí uma relação de uso de recursos financeiros e imobilização de capital que é básico para a indústria de petróleo. Dificilmente uma pequena empresa pode entrar na indústria de petróleo. Isto não quer dizer que uma pequena empresa não possa produzir serviços, não possa estar na cadeia produtiva, não possa ter um posto de gasolina, não possa estar em um processo de manutenção. Isso é outra coisa. Mas a atividade petrolífera em si – com exceção de alguns poços antigos, pontuais, nos Estados Unidos – é uma indústria capital-intensiva.

“Por ser uma indústria de capital-intensiva e ter um componente de risco grande, a empresa de petróleo, em geral, é uma empresa que tem pouca dívida, que trabalha com capital próprio, que trabalha com um grau de alavancagem baixo. Ela tem uma relação direta com o mercado de crédito que é pequena, em geral. A taxa de alavancagem de uma empresa como a Exxon, por exemplo, é baixíssima: deve ser hoje 1%, 2% ou 3% do capital dela, não chega a 5%. A Petrobras hoje deve estar com 21% a 22% de taxa de alavancagem, enquanto as empresas, em geral, estão na faixa 1% a 1,5% de dívida sobre o capital próprio. Portanto, as empresas de petróleo trabalham com capital baixo do ponto de vista da dívida, mas elas precisam de muito capital. A presença das empresas de petróleo no mercado de ações é muito grande. As grandes empresas do mundo no mercado acionário são empresas de petróleo. Infelizmente nossa Petrobras está com problemas agora, mas são transitórios os problemas.

“O fato, porém, é há uma relação diferente das empresas de petróleo com o mercado de dívidas, com o mercado de capitais. Essa distinção tem um papel importante na conjuntura atual para o financiamento das empresas de petróleo. Por quê? As empresas de petróleo, em geral, são fortemente financiadas por geração própria de caixa porque a renda petrolífera é grande. A renda gerada pela atividade de petróleo, ou seja, o valor percebido e pago pelo derivado de petróleo, na cadeia toda, é suficientemente grande para financiar, viabilizar a expansão da atividade, com todo

o risco inerente a uma atividade cuja natureza é essencialmente arriscada, na qual de cada quatro poços perfurados, três serão secos. Portanto, a renda petroleira tem que financiar isso tudo, tem que pagar a rentabilidade de toda a cadeia. A renda – e não só a margem de lucro – varia em função do comportamento do mercado final, do mercado derivados e do mercado de petróleo. E ora varia para baixo, ora varia para cima.

“O que acontece quando a renda do petróleo cresce? Em geral, a divisão dessa renda na cadeia se modifica. As empresas de serviço, as empresas da cadeia produtora passam a querer aumentar sua parcela na renda, forçando a alta no preço dos produtos e serviços. As universidades vão cobrar mais pelos projetos de pesquisa (a Coppe vai ser mais cara...). Por outro lado, os consumidores vão querer pagar menos pelos derivados, a tensão pela renda petroleira se intensifica nos momentos de crescimento da renda petroleira. E, como a base fundamental da geração dessa riqueza é a descoberta do reservatório, a relação entre os estados proprietários das descobertas e as empresas se intensifica e se aprofunda na disputa pela renda petroleira. Toda vez que se revisa a pequena história do petróleo – que é uma história de 150, 200 anos, mas que transformou o mundo moderno (pois tudo que está aqui ou tem petróleo na sua composição ou foi transportado pelo petróleo, conseqüentemente, uma dominação presente e permanente do petróleo na atividade econômica) – vemos uma disputa pela renda petroleira que é chave. E essa disputa quando ocorre, para cima ou para baixo, se dá quando os preços se alteram.

“Mas a disputa pela renda petrolífera ocorre também quando há descobertas, quando cai a incerteza sobre a existência ou não de reservatórios. Também aí há uma disputa pela renda petroleira. Toda vez que há uma grande descoberta, há uma disputa para saber qual é o regime regulatório, qual é a distribuição dos impostos, o que são royalties, o que são as participações especiais. Isso ocorre não somente no Rio de Janeiro e o resto do país, isso ocorre em qualquer lugar que tenha petróleo, que tenha descoberta. Isto porque a distribuição da renda petroleira é o elemento-chave que orienta essa cadeia grande, de uma indústria de capital intensiva, que tem o financiamento baseado na geração própria de caixa.

“Por outro lado, essa indústria como um todo – já que a decisão sobre a localização do petróleo foi tomada há 150 milhões de anos –, tanto a indústria de derivados, o *downstream*, como a logística, como a cadeia de fornecedores, não está necessariamente a par de onde está o

petróleo, o que traz um problema de localização da cadeia de fornecedores, que é um problema estrutural de uma indústria que é intensiva em capital. Nesse contexto, a localização da indústria de fornecedores não é onde está a indústria de petróleo.

“O petróleo não começou no Oriente Médio, pois até a Segunda Guerra Mundial o Oriente Médio não era essa coisa toda na produção petrolífera. Na década de 30 do século passado, por exemplo, a Venezuela era o grande produtor de petróleo, depois veio o México, vieram os Estados Unidos. Os EUA foram um grande produtor no início do século XX. No caso dos Estados Unidos, a presença física da cadeia de fornecedores, com o desenvolvimento de produção, levou tempo, pois o petróleo foi descoberto no Sul e no Oeste americano e a indústria estava mais ao leste: esse deslocamento não se fez de um dia para o outro, mas ocorreu. No caso do Oriente Médio, os equipamentos eram outros e o desenvolvimento tecnológico foi muito mais voltado para a recuperação do óleo do que no terreno das descobertas. Muito mais na linha de manejo de reservatórios. No caso do Oriente Médio as universidades e os centros de pesquisa cresceram, mas a parte manufatureira e industrial não cresceu.

“A Venezuela e o México têm, como se disse, a desvantagem de estarem muito próximos dos Estados Unidos e muito longe de Deus. Foi isso que fez com que tivessem um desenvolvimento limitado e difícil. Este, portanto, é o problema: se a indústria petroleira em um determinado local não tem a cadeia de fornecedores, ela tende a ficar sozinha, isolada, porque ela gera uma renda muito grande, ela pode viabilizar uma troca de renda dentro da cadeia, entre seus componentes, e ela pode permitir uma grande contribuição para o Estado. E, se não tiver um mercado interno grande, ela exportará seus produtos, virando um grande gerador de moeda estrangeira, afetando portanto a taxa de câmbio, o que faz que a indústria local se torne menos produtiva na competição com o mercado internacional, pela desvalorização do dólar e valorização da moeda nacional. Com isso, se tem uma situação de doença holandesa, ou seja, a indústria de petróleo pode ser um grande bônus para a sociedade, mas também pode ser um grande ônus, à medida que ela pode impedir ou inibir o desenvolvimento de outras indústrias.

“A esse respeito, nós temos alguns desafios. Desenhei esse quadro para mostrar que tipo de desafio nós temos no Brasil. Primeiro: nós temos uma situação inédita. Temos uma situação peculiar no mundo, porque grande parte da produção de petróleo do país é para o próprio país,

que tem uma capacidade de refino mais ou menos equivalente ao tamanho do país e que tem um mercado interno consumidor dos que mais crescem no mundo e está no segundo nível dos grandes países do mundo: nós consumimos hoje 2,3 a 2,4 milhões de barris por dia de petróleo ou equivalentes. Tirando Estados Unidos, Japão e China, estamos em um grupo de países que são grandes consumidores de petróleo. Somos grande consumidor de produtos de petróleo, produtor de petróleo mais ou menos – nós produzimos dois milhões, pouco mais de 2 milhões de barris/dia – e consumimos 2,3 milhões de barris, temos capacidade de refino de 2,1 a 2,2 milhões de barris diários. Portanto, estamos com um mercado relativamente equilibrado que é único no mundo, porque os países que são grandes consumidores de petróleo são importadores massivos de petróleo, como os Estados Unidos.

“Os países que são grandes produtores de óleo ou tem um mercado interno pequeno, como é o caso da maior parte dos países da Opepe. A nossa é uma situação meio inédita. Nessa circunstância, como eu disse a vocês, de cada três barris de petróleo novo que entram nas reservas mundiais, dois barris vêm do aumento do fator de recuperação dos campos já conhecidos. Nos últimos dez anos (vou ser um pouco exagerado aqui), mas nos últimos cinco anos com absoluta certeza, o Brasil é disparado o lugar onde houve mais descobertas. Do ponto de vista do futuro, a previsão, segundo a Agência Internacional de Energia, o Brasil vai ser o maior contribuinte das novas descobertas. Nós vamos ser o principal contribuinte para a oferta de petróleo no mundo. Portanto, se conseguirmos desenvolver essa cadeia de petróleo, com as características que eu mencionei, que são no Brasil, na China, na Índia, no Oriente Médio e nos Estados Unidos mais ou menos as mesmas, seremos capazes de transformar as riquezas geradas há 150 milhões de anos, que são os hidrocarbonetos nos reservatórios, em atividades econômicas.

“O que pode acontecer no Brasil com a descoberta do pré-sal? Vale a pena chamar a atenção para algumas características do pré-sal: o pré-sal brasileiro é localizado em uma determinada região, onde já se identificou um determinado tipo de reservatório, que tem algumas características desconhecidas que, do ponto de vista tecnológico, não traz grandes obstáculos. As tecnologias a serem utilizadas no pré-sal precisam é ser melhoradas. Os desafios do pré-sal são basicamente desafios incrementais [sic], desenvolvimento de tecnologia incremental. Não se espera que haja um salto tecnológico muito grande para o desenvolvimento do pré-sal.

“Qual é a grande incógnita que existe no pré-sal? A grande incógnita é como funciona a natureza, é como o reservatório funciona, pois não se sabe como ele vai reagir à injeção, como vai reagir à água, como vai reagir ao gás. Com testes alternados de água, gás e gás carbônico, qual é o fator de recuperação que vai se obter, como o sal vai reagir a essa movimentação debaixo dele, como é que as fraturas vão se comportar... Enfim, é um conhecimento do comportamento da natureza. Os problemas do pré-sal, diferentemente do que aconteceu com Macondo, diferentemente do que aconteceu em acidentes em atividades exploratórias, não são decorrentes dos equipamentos, das tecnologias, do controle, da segurança, do processo, mas muito mais do conhecimento da natureza. Como se adquire esse conhecimento? Só tem uma maneira: é com o tempo. Não se pode simular em laboratórios esse conhecimento da natureza. Pode-se até simular para prevenir alguma coisa, mas não é possível simular a realidade porque os modelos não serão 1 para 1, conseqüentemente teremos que trabalhar com o máximo de precaução na atividade para ir adquirindo conhecimento no desenvolvimento do sistema, de tal maneira que vá se conhecendo a natureza. Porque o que se conhece hoje de petróleo abaixo do sal não é uma coisa muito. Com as características que nós temos, na profundidade que nós temos, com o tamanho de reservatório que nós temos, não existe outra experiência no mundo desse tipo. Os reservatórios carbonáticos conhecidos são de superfície, *onshore*, e muito diferentes que nós temos aqui. Então, nós temos que levar um tempo aprendendo, inevitavelmente. O que significa que devemos ter mais cuidado na gestão desse processo.

“Mas não basta isso. O volume descoberto é tão grande, que o volume de capital necessário para alocar nesse negócio é absolutamente gigantesco. O plano de Petrobras que foi anunciado é de \$225 bilhões de dólares até 2015. Estão fazendo outro, mas eu não tenho a menor ideia do que vai ser, mas deve ser gigantesco. Esse plano de investimento para a atividade de petróleo e refino – não é só petróleo, é petróleo e refino, logística e gás natural, portanto é para a cadeia como um todo – terá de ser acoplado a um gigantesco plano de investimento para a cadeia de fornecedores, porque nesse plano da Petrobras não está o dinheiro para construir o estaleiro, não está o dinheiro para construir a fábrica de motores, a fábrica de válvulas, não está incluído o valor da construção dos portos. Esse volume de investimentos associados à cadeia envolve hoje dinheiro que é superior a meio trilhão de dólares para os próximos cinco anos. Meio trilhão de dólares, se forem

somados os investimentos associados à cadeia de petróleo e gás, da qual o pré-sal é uma pequena parte, diga-se de passagem.

“O pré-sal, digamos assim, é uma perspectiva de futuro, isto porque a informação exploratória é suficiente para reduzir o risco exploratório. O risco exploratório na área do pré-sal é mínimo. Portanto, o desafio é como bancar um gigantesco volume de investimento que corresponderá, provavelmente, a mais de um Plano Marshall na Europa. Corresponderá, provavelmente, a alguns Canais do Panamá, corresponderá, provavelmente, a anos de orçamentos de alguns bancos mundiais. É, portanto, um volume de investimentos absolutamente gigantesco, que precisa mobilizar recursos. Como é que se relaciona esta necessidade com o mercado financeiro? Como é que se relaciona esse sistema com a geração própria de caixa da Petrobras? Como eu disse no início, a indústria de petróleo é alimentada pela geração própria de caixa. Como o mercado se dividiu crescentemente em relações mercantis, na sua inteireza, na sua cadeia toda, o preço passa a ser um elemento importante, seja o preço do petróleo, seja o preço do derivado. O preço tem que gerar a capacidade de pagar a cadeia toda. E a cadeia toda tem evidentemente gastos operacionais e gastos de investimentos que levam um tempo para se transformar em receita. A engenharia financeira para viabilizar a montagem desse esse sistema, para desenvolver o pré-sal, é um desafio enorme.

“Qualquer que seja a localização dessa cadeia (além disso, como eu acho que o Brasil retamente está fazendo, adotando uma política de conteúdo nacional crescente), isso aumenta a dificuldade. Por quê? Porque temos que vencer outros obstáculos além do financeiro. Tem que ser vencido o obstáculo do conhecimento, da tecnologia existente, incorporado nas atividades das empresas, portanto é preciso trazer sócios tecnológicos para vir para cá, não basta ter a tecnologia da universidade, não basta ter o que é publicado, temos que ter o que é feito. Publicado é muito bom para as universidades, mas não se transforma em atividade. Transformação está dentro das empresas. O primeiro elemento é atrair as empresas para virem para cá. O segundo é desenvolver a tecnologia aqui dentro, não basta só trazer, é preciso que novas tecnologias se desenvolvam aqui dentro.

“Mas há um terceiro elemento que é importante: algumas tecnologias não são apenas tecnologias de engenharia, são tecnologias de gestão de processos. E as tecnologias de gestão de

processos só são transmitidas no chão de fábrica e na gestão do dia-a-dia. É preciso criar um conjunto de dirigentes intermediários na relação entre o escritório e o chão de fábrica que seja capaz de desenvolver esse conjunto de tecnologias. É também necessária mão de obra qualificada. Do ponto de vista do mercado de trabalho esse programa de investimento significa um enorme desafio de treinamento. As 280 mil pessoas que vão ser treinadas até 2015 pelo Programa Nacional de Mobilização Nacional da Indústria do Petróleo (Prominp) podem não ser suficientes para atender essas demandas: o volume de engenheiros, o volume de soldadores, de operadores de guindaste, de gestores de processos que é necessário...

“Estamos falando aqui de centenas de navios, algumas dezenas de grandes equipamentos, provavelmente uma centena de plataformas, de quilômetros de tubulação, milhares de válvulas para serem operadas, tubos compressores em volumes de centenas, portanto são numeros gigantesco. Mão de obra passa a ser também uma limitação. Ainda não é uma limitação, mas pode vir a ser, se o programa de conteúdo nacional crescer. Estou falando da cadeia, mas no setor produtivo também vai haver limitações.

“Vamos colocar como exemplo uma sonda de perfuração, um equipamento fundamental para produzir, um equipamento sofisticado. Uma sonda para ser operada precisa de uma equipe crítica de em torno de 60 pessoas. A tripulação de uma sonda dessas é de 120 pessoas. Como são três turnos são 180 pessoas. Vamos colocar 200 pessoas de recursos críticos por sonda. A Petrobras vai ter 65 sondas até 2020. Onde está esse pessoal, essas 1.300 pessoas? Até dois anos atrás, o Brasil tinha duas sondas de perfuração em operação; hoje deve estar com vinte, vinte e poucas, vamos chegar a 65. E essa gente não é treinada na escola, não dá para treinar na escola, tem que treinar no campo. Três a quatro mil pessoas precisam ter treinamento específico para sondador, ajudante de sondador, operador de posicionamento dinâmico, operador de manejo de válvulas. É um desafio. Soldador hoje no Brasil é uma dificuldade. Um bom soldador de trecho ganha hoje ganha de R\$ 20 a R\$ 25 mil. Se o número de navios e de obras crescer, provavelmente vamos ter mais problemas, portanto esse é um desafio importante e especial do Brasil.

“Segundo desafio importante do Brasil: taxa de câmbio. Como é que vai se comportar a taxa de câmbio brasileira? Se as exportações crescerem, entra muito dólar, o real se aprecia e mata a

indústria brasileira; se houver mecanismo de gestão do câmbio, permitindo o câmbio subir, matam-se as empresas produtoras de petróleo porque estão endividadas em dólar e o preço no Brasil é irreal. É um dilema: a questão do câmbio vai ser um elemento-chave no desenvolvimento do pré-sal. Como a perspectiva de renda petroleira é muito grande, porque o volume é muito grande, a divisão do botim se antecipou ao botim. E como, na distribuição atual da renda petroleira, de cada três barris de petróleo produzidos no Brasil, dois vão para o governo, a distribuição da renda petroleira governamental virou um dos principais assuntos políticos do país: a discussão dos royalties é a grande discussão, antes mesmo que ela (a renda petroleira) exista.

“O governo brasileiro tomou uma decisão que considero extremamente correta, que o Congresso brasileiro aprovou, que foi mudar o marco regulatório do petróleo para a atividade de exploração e produção no pré-sal. Como o risco exploratório na área é mínimo hoje, – não é zero, mas é muito reduzido – o modelo da concessão era um sistema que dava ao concessionário uma parcela maior da renda petroleira, porque ele assumia o risco exploratório, avaliava o valor futuro desse risco exploratório e parte desse valor ele pagava ao governo através do bônus.

“O novo regime, que é o contrato de partilha sobre a produção, diz o seguinte: do lucro do óleo que vier, eu, Estado brasileiro, quero uma parte maior. Em vez de aumentar o lucro, eu quero uma parte maior. Com isso, o governo ganha um poder sobre o lucro-óleo e obtém uma parcela maior. E mais ainda: o governo fez a opção, a meu ver extremamente correta, por ser das características do Brasil, de ter um operador único para desenvolver essa área. E esse operador único é uma empresa pequena, ineficiente, que não é bem gerida, que se chama Petrobras. Que é a operadora única do pré-sal. E para ser a operadora única, de acordo com as práticas gerais, tem a obrigação de investir 30% de tudo que for preciso.

“O governo então tem a maior parte da renda petroleira, tem a Petrobras como a forma de ação operacional sobre esses reservatórios e vai definir o ritmo de produção de novas áreas a serem encontradas, de acordo com a cadeia de fornecedores. Colocar novas áreas para a exploração vai ser determinado – como está na Lei – pela capacidade de a indústria de fornecedores atender essas novas áreas. Portanto, há um mecanismo de controle, para não inviabilizar a gestão desse sistema que é gigantesco, se tudo for colocado simultaneamente. E mais ainda: o dinheiro que o governo pegar dessa nova riqueza, ele não vai colocar no orçamento

regular do governo. Ele coloca esse dinheiro em um fundo e esse fundo servirá para financiar projetos transgeracionais: na educação, na cultura, na ciência e tecnologia e na saúde. Portanto, foram criados mecanismos institucionais para pegar parcela do que o governo apropria da renda petroleira para combater a doença holandesa e para modificar as condições competitivas do país.

“O que falta definir? Como dividir a parcela subnacional da renda petroleira? A regra atual beneficia fortemente o Rio de Janeiro. A distribuição de royalties e participações especiais é fortemente enviesadas em relação ao Rio de Janeiro, por conta do conceito de estado confrontante e pela forma de medir costa convexa ou costa côncava. Essa regra, se aplicada na inteireza à nova situação, vai agravar a desigualdade na distribuição dessa renda petroleira entre os estados e municípios. Provavelmente, como acontece em todo o mundo, essa tensão vai existir e vai ser solucionada. Vai se encontrar uma posição, a meu ver, intermediária. Não se pode manter a situação atual, mas tampouco pode haver uma distribuição igualitária. Isto não é adequado, porque o Rio de Janeiro tem que receber mais do que os outros lugares, pois o petróleo está fortemente aqui neste estado. Esse me parece que é outro grau de desafio que nós temos, que é a discussão da distribuição da renda petroleira entre os estados e municípios brasileiros. Isso impede que novas áreas sejam colocadas em operação. Se não for definido isso, deixa de existir o risco exploratório e passa a existir o risco da renda petroleira. Ninguém, nenhuma empresa vai entrar nessa operação enquanto não se resolver essa parcela da renda a ser distribuída.

“Então nós temos um desafio de mercado de trabalho, um desafio de mercado de capitais, de tecnologia, de câmbio, um desafio de troca da renda petroleira entre os estados e municípios brasileiros. Não temos propriamente um desafio tecnológico. Temos um desafio de montagem de um sistema de produção em uma área nova? Temos. Vamos sair de uma produção que está concentrada a 160 km da costa do Rio de Janeiro para uma produção que está a 300 km da costa de São Paulo. Vamos sair de um lugar que tem uma tradição já montada, uma universidade dedicada a isso – a Universidade Federal do Rio de Janeiro – para outro lugar.

“A indústria do petróleo é muito mais presente no Rio de Janeiro do que em São Paulo. São Paulo é um lugar há quatro refinarias da Petrobras. Mas São Paulo não produz petróleo, a participação de São Paulo nos royalties é mínima. Então, São Paulo vai passar por um processo de ajuste, vai ser preciso montar uma logística. Os helicópteros que servem para Campos não

servem para Santos. A Petrobras transporta 60 mil passageiros em helicópteros por mês por 160 quilômetros. Não dá para replicar essa quantidade para 300 quilômetros. Novas formas logísticas vão ser necessárias – ilhas artificiais ou centrais de distribuição de equipamentos, ou lanchas ultrarrápidas. Alguma coisa na área da logística *offshore* vai ter que ser desenvolvida, porque com a forma tradicional de suprimento não dá para fazer 300 quilômetros.

“O outro elemento importante – e eu vou terminar por aqui para abrir o debate com os senhores – é o grande desafio de conhecer a natureza, para a segurança operacional e a segurança do processo de trabalho. As tecnologias novas serão de mais difícil implementação. Por exemplo: a tendência do movimento tecnológico é de diminuição dos equipamentos de superfície, de redução dos módulos que estão em cima da plataforma para colocá-los no fundo do mar. Separação óleo e água, por exemplo, essa tecnologia já está em teste. Transmissão elétrica mais intensa, talvez pensando em geração elétrica submarina, que é um desafio. Formação de dados sem fio através da água, outro desafio, difícilíssimo de fazer. Então temos desafios de sistema que requeiram desenvolvimento de tecnologias, talvez não relacionadas diretamente à produção, mas sistemas de suporte. E vai ser necessário muito cuidado na implantação disso, porque o elemento de segurança vai ser chave.

“A sociedade dificilmente aceitará um acidente grave, do tipo Macondo, no pré-sal brasileiro. Por outro lado, como as descobertas estão crescendo, novos agentes estão entrando e têm novas descobertas que vão sendo feitas por empresas, por operadores de campo, o que significa que o marco regulatório da segurança ambiental e o marco da segurança do trabalho nessas áreas tende a crescer, a se diversificar e a provocar aumento de custos, exigindo que a renda petroleira passe a pagar esse custo adicional.

“Por fim, para encerrar, eu queria deixar uma provocação para aqueles preocupados com as mudanças climáticas: o petróleo vai ser usado ou o petróleo vai ser banido? Qual é a perspectiva do petróleo, vai ser substituído pela energia eólica? Eu acho que a gente vai ter um crescimento das alternativas. Mas existe um problema de escala e um problema de fluxo, de estoque de fluxo: se somarmos hoje as fontes de energia primária mundialmente, se somarmos todas as fontes, hidráulica, eólica, solar, geotermal, essas quatro juntas, correspondem a 0,9%. Caso cresçam 10 vezes mais do que as outras, no horizonte, elas vão para 9%. Vai ser importante essa mudança,

mas não serão substituídas as fonte de 66% da matriz energética: o petróleo e o gás. Do ponto de vista da energia elétrica, dado o quadro mundial, o carvão vai crescer.

“Na energia para a mobilidade, em que o petróleo é fundamental, não há alternativa. O biodiesel e o etanol vão crescer, mas dificilmente vão passar de 10%, [da matriz energética global]. Então nós vamos continuar demandando petróleo, a menos que a sociedade mude de natureza. Como eu disse antes, tudo aqui contém petróleo ou foi transportado pelo petróleo: nós somos dependentes do petróleo. Então, desse ponto de vista, a demanda vai continuar. A oferta vai crescer muito e nós vamos ter problemas de colocar esses alguns de milhões e barris a mais de que estamos falando. O mercado físico de petróleo hoje está em torno de 86/87 milhões de barris/dia. Se não houver nenhuma adição na produção atual, o mundo vai precisar entre 45 e 65 milhões de barris/dia até 2035, somente para substituir o declínio da produção atual. E de onde vem esse petróleo? Isso sem falar no crescimento da demanda, porque o crescimento do mundo atual inclui alguns bilhões de pessoas no mercado de consumo. E quem entra no mercado econômico acaba consumindo mais energia do que aqueles que já estão no mercado. Consequentemente, para ficar no barato, a demanda será mantida.

“Só para cuidar do declínio, vai ser preciso muito petróleo só para cuidar do declínio. O novo petróleo virá da maior taxa de recuperação dos campos atualmente em produção e virá das novas descobertas. Portanto, geopoliticamente, a situação do Brasil muda como fornecedor de um energético fundamental para o mundo, porque será do Brasil que sairá a maior parte do combustível de petróleo novo. Além disso, dados o tamanho e a natureza do nosso mercado consumidor, temos a perspectiva de fazer crescer bastante nossa oferta de etanol que é, das alternativas, o melhor substitutivo do petróleo como combustível para a mobilidade. Portanto, estamos nas duas pontas: tanto na ponta do renovável – se resolvermos o problema da indústria da cana – como na possibilidade de ofertar o combustível fóssil. Isso se enfrentarmos e tratarmos as limitações. Acredito que os problemas que nós temos são bons problemas, muito melhor do que estarmos discutindo a falta de energia, a falta de possibilidades e a falta de futuro. Cabe a nós todos, brasileiros, ao governo e às empresas enfrentar esses desafios, que não são apenas do Brasil, como tentei demonstrar a vocês, mas de um modelo de uma indústria que tem características próprias.”