



As descobertas no mar mudarão o curso do desenvolvimento brasileiro?

Petróleo em águas profundas

Norman Gall



Comemoração na bolsa de valores - Setembro 2010

Ricardo Stuckert/Presidência da República

1. “Bilhete premiado”

Após a descoberta pela Petrobras de gigantescas reservas de petróleo e de gás em águas profundas na Bacia de Santos, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva chamou tais descobertas de “bilhete premiado.” Em setembro de 2010, finalizando o processo de capitalização de US\$70 bilhões para financiar o programa de investimento de US\$ 224 bilhões anunciado pela Petrobras, Lula e um grupo de altos funcionários subiram ao púlpito da BM&FBovespa, posando para fotos ao estilo das equipes vitoriosas de futebol, debaixo de uma chuva de papel picado, trajando casacos com o emblema da Petrobras. “Não foi em Frankfurt, não foi em Londres, não foi em Nova York,” proclamou Lula. “Foi em São Paulo, na nossa Bovespa verde-amarela, que consagramos o

maior processo de capitalização na história do capitalismo mundial.”

Anúncios em cascata se seguiram às descobertas a partir do momento em que a Petrobras e seus parceiros privados, British Gas (BG), Repsol da Espanha e GALP de Portugal, começaram a informar, em 2006, que tinham encontrado um conjunto de campos gigantescos a 300 quilômetros da costa, a cerca de 7.000 metros debaixo da superfície do oceano, presos nos poros de jazidas de carbonato sob camadas de sal com mais de 2.000 metros

Continua na página 2

Norman Gall é diretor executivo do Instituto Fernand Braudel de Economia Mundial e editor de Braudel Papers.



Instituto Fernand Braudel de Economia Mundial

Associado à Fundação
Armando Alvares Penteado (FAAP)
Rua Ceará, 2 – 01243-010
São Paulo, SP
Tel.: 11 3824-9633
e-mail: ifbe@braudel.org.br
www.braudel.org.br

Conselho Diretor:

Presidente: Antônio Carlos Pereira
Vice-presidente: Eduardo José Bernin

Membros: Antonio Carlos Barbosa de Oliveira, Beno Suchodolski, Bianca Rinzler, Cesar Hirata, Charles B. Neilson, Claudia Maria Costin, Fernão Carlos Botelho Bracher, Gilberto Natalini, Idel Metzger, Janet Ortega, Joaquim Elói Cirne de Toledo, José Luiz Pereira da Costa Dias, Joseana Requejo do Amaral Marcicano, Lourival Sant'Anna, Luiz Alberto Machado, Mailson da Nóbrega, Maria Helena Guimarães de Castro, Maridite Oliveira e Paulo Tenani.

Diretor executivo: Norman Gall
Coordenador: Nilson Vieira Oliveira
Administradora: Margarida Osório Guimarães

Patrocinadores:

Armínio Fraga Neto
BASF
BM&FBOVESPA
Bradesco
Fundação Itaú Social
Fundação Odebrecht
Futurebrand
Instituto Natura
Instituto Unibanco
Itaú
Klabin
O Estado de S. Paulo
Unilever
Worldfund

Braudel Papers é publicado pelo Instituto
Fernand Braudel de Economia Mundial

ISSN: 1981-6502

Editor: Norman Gall
Sub-editor: Nilson Oliveira
Assistente de Pesquisa: Márcio Neres
de Carvalho

Designer: Givanilson L. Góes

Copyright 2011 Instituto Fernand Braudel
de Economia Mundial

de espessura. Quando, no final de 2010, foi declarada apta para a exploração comercial a primeira gigantesca descoberta, originalmente denominada Tupi, o campo foi renomeado Lula, em homenagem ao presidente que, após oito anos de mandato, estava deixando o poder com um índice de 80% de aprovação nas pesquisas de opinião.

Sete dos 10 maiores campos petrolíferos descobertos no mundo desde 2001 se encontram nas camadas do pré-sal da Bacia de Santos, segundo a consultoria de petróleo Wood Mackenzie. “O Brasil representa a maior oportunidade de exploração do mundo,” declarou o banco de investimentos Crédit Suisse, acrescentando que “os volumes de recursos totais do pré-sal são provavelmente muito maiores do que os volumes atualmente divulgados nas áreas licitadas.” Após concluir a perfuração de 29 poços em parceria com a Petrobras nesta área, a BG dobrou sua estimativa de reservas de petróleo e gás. Sua participação de 27% nos cinco blocos de exploração, contendo óleo e gás equivalente a 6 bilhões de barris de petróleo (BOE), permite recalcular as reservas totais destes projetos para cerca de 22 bilhões de barris, em apenas uma parte do que hoje é visto como uma vasta província de petróleo.

A Petrobras é uma empresa estatal cujas ações são negociadas em São Paulo e em Nova York. Paradoxalmente, apesar de suas enormes descobertas, a ação da Petrobras vem ficando abaixo do preço da emissão de US\$ 70 bilhões em ações e até abaixo dos níveis que prevaleciam antes da descoberta de 2006 do primeiro campo gigante na Bacia de Santos. Os investidores brasileiros e estrangeiros se preocupam com o que consideram uma interferência política que distorce as prioridades da empresa e limita sua capacidade operacional nos complexos e custosos esforços para produzir petróleo nas águas de grande profundidade no Atlântico Sul.

Com suas descobertas em alto mar desde a década de 70, a Petrobras está posicionada hoje entre as principais companhias de petróleo do mundo, dominando o seu grande mercado na-

cional com o apoio do governo e com acesso privilegiado às enormes reservas em águas profundas das bacias de Campos e Santos. O Brasil é hoje o maior mercado do mundo para bens e serviços no setor petrolífero em alto mar, e a Petrobras a maior compradora individual. Hoje, a Petrobras é um conglomerado, participando cada vez mais em gasodutos, superpetroleiros, petroquímica, geração de eletricidade, etanol e biodiesel. No entanto, enquanto o Brasil começa a usufruir das oportunidades de uma nova era, ainda tem difíceis problemas a superar em águas profundas em termos de geologia, tecnologia, logística, segurança, finanças, política, recursos humanos, governança corporativa e estratégias de desenvolvimento econômico.

Esta edição especial do *Braudel Papers* analisará o escopo e a complexidade destes desafios.

* * *

Estas grandes descobertas de petróleo chegaram ao ponto culminante do que tem sido chamado de melhor fase da história brasileira. As décadas que se seguiram aos vinte anos de governos militares, a partir de 1985, assistiram à consolidação da democracia, com o controle de décadas de inflação crônica e de importantes conquistas na justiça social. A democracia, a estabilidade e o aumento do consumo proporcionaram aos brasileiros uma visão positiva de suas perspectivas. O Estudo de Atitudes Globais do Centro de Pesquisas Pew de Washington revelou que os brasileiros estão mais satisfeitos com suas condições econômicas do que os cidadãos de qualquer outro dos 22 países investigados, com exceção dos chineses. Aproximadamente 77% pensam que o Brasil se tornará, ou já é, uma potência mundial, apesar do quão vago seja este conceito.

Os últimos 25 anos no Brasil coincidiram com o que pode ser o clímax do desenvolvimento humano que se acelerou durante as seis décadas que se seguiram à Segunda Guerra Mundial. Avanços prodigiosos ocorreram no mundo em termos de longevidade, nutrição,

produtividade, comunicações, logística, ciência, saúde pública, conhecimento e outras áreas da atividade humana. Os padrões de consumo da classe média no mundo vem proliferando. O desafio hoje consiste em manter esses avanços. O Brasil tem muito a ganhar ou a perder com estas contingências.

De fato, o Brasil pode ser um caso especial. Em visita a Brasília em 1976, Takeo Fukuda, que pouco tempo depois se tornaria primeiro-ministro do Japão, disse a seus anfitriões: “Após a crise do petróleo, ficou claro que os recursos são limitados. Este é um grande acontecimento na história da humanidade. O seu país é uma potência no século XXI – uma potência de recursos.” Este tipo de discurso passou a fazer parte do protocolo da diplomacia de outros países em suas relações com o Brasil. Agora, este discurso está se tornando realidade. A expansão das exportações de commodities trouxe uma abundância de recursos ao Brasil, em razão de sua liderança mundial nas exportações de minério de ferro, soja, carne bovina, aves, celulose, açúcar, laranja e muitas outras. Orientada pela Embrapa, a aplicação de novas técnicas transformou o cerrado do Planalto Central, uma área do tamanho das Grandes Planícies dos Estados Unidos, numa das regiões agrícolas mais produtivas do mundo.

A euforia do pré-sal gerou na classe política a ilusão dos recursos ilimitados no horizonte. Ao propor uma legislação para criar um novo quadro institucional para regular a exploração destas descobertas, os ministros do governo Lula declararam que prometiam “riscos de exploração extremamente baixos e grande lucratividade.”

As gigantescas descobertas de petróleo em águas brasileiras ocorreram no contexto de quatro mudanças que marcaram a reestruturação da indústria mundial de petróleo.

Na primeira, o controle das reser-

vas mundiais pelas grandes empresas tradicionais de petróleo, como a Exxon, a Shell e a BP, caiu de uma participação dominante para apenas 5% nas recentes décadas, com acesso a outros 30% através de parcerias com empresas estatais. A participação das estatais na renda da indústria mundial do petróleo vem registrando um avanço de 22% para 33% desde 2002.

A segunda: o auge da especulação no preço do petróleo nos mercados financeiros desde o início dos anos 80 exacerbou sua flutuação. Os preços dobraram nos 12 meses que precederam maio de 2008 com a compra por parte dos *traders* de centenas de milhares de contratos equivalentes a 849 milhões de barris, ou 10 vezes a produção diária mundial, antes que os preços atingissem o pico de US\$ 147 por barril alguns meses mais tarde. Os dirigentes da Petrobras afirmaram que a produção em águas profundas poderia atingir um preço de equilíbrio mundial de US\$ 45, comparado com os preços que recentemente ultrapassaram a casa dos US\$ 100.

A terceira: a fragilidade financeira das empresas de petróleo globais e dos empreiteiros, combinada com os custos crescentes e as dificuldades para encontrar novas reservas, levaram a uma série de megafusões nas últimas duas décadas, criando megaempresas como a Exxon-Mobil, a Chevron, a Conoco-Phillips e a BP-Amoco, bem como superfornecedores de serviços como Transocean, Halliburton e Schlumberger. O custo e a complexidade dos esforços para encontrar e desenvolver petróleo em águas profundas deu nova importância às grandes empresas privadas e estatais como a Statoil da Noruega e a Petrobras.

A quarta: essas novas descobertas foram impelidas por uma revolução na geofísica, possibilitando a penetração nas maciças camadas de sal do Golfo do México e do Atlântico Sul. As águas profundas se transfor-

maram numa nova fronteira para o desenvolvimento do petróleo, a fonte de metade do petróleo e do gás a ser somado às reservas mundiais desde 2006. Alguns analistas diziam que a produção mundial em águas profundas deveria dobrar para 12 milhões de barris diários entre 2010 e 2017, principalmente no assim chamado “Triângulo de Ouro” formado pelo Brasil, Golfo do México e África ocidental, mas também incluindo a Austrália e a Indonésia. A exploração e a produção nesses ambientes difíceis exigiram novas e exóticas tecnologias fornecidas por um oligopólio multinacional de fornecedores de serviços e equipamentos, sendo atualmente o segmento mais rentável do setor petrolífero.

“Nosso passaporte para o futuro”

Em seu discurso de posse como presidente, Dilma classificou a descoberta do pré-sal como “nosso passaporte para o futuro,” mas chamou a atenção para “o gasto apressado que reserva às futuras gerações apenas as dívidas e o desespero.” No entanto, o novo regime de partilha da produção robustece um capitalismo de estado, protegido politicamente com amplos poderes discricionários e pouca transparência. Um monopólio reforçado da Petrobras reduziria as chances de concorrência e de dispersão do risco entre várias empresas.

A nova legislação obriga a Petrobras a tornar-se a operadora, com uma participação mínima de 30%, em todos os blocos de exploração em áreas “estratégicas” de águas profundas, abrangendo 149.000 km². Esta obrigação pode ser um peso grande para uma empresa que já está sobrecarregada no que diz respeito aos recursos humanos e à capacidade técnica e financeira. Todas as decisões operacionais, incluindo contratação de pessoal, fornecedores e prestadores de serviços, estariam sujeitas ao veto de pessoas nomeadas

politicamente em uma nova empresa estatal, a PetroSal Petróleo, criada com o intuito de supervisionar tais empreendimentos.

A imagem do Brasil como “potência de recursos naturais” foi reforçada por uma nova fronteira na exploração, possivelmente uma das últimas fronteiras do nosso planeta.

Enquanto as descobertas de petróleo em águas profundas representam uma meta fundamental na busca mundial por novas reservas, a movimentação da Petrobras poderá ser mais lenta e cautelosa na superação das limitações na capacidade financeira, técnica e de recursos humanos. Esses esforços começaram num ambiente próspero até recentemente por baixa inflação e crescimento econômico de 7,5% em 2010. Quando o presidente Lula tomou posse em 2003, teve a sabedoria de reconhecer que o povo brasileiro não aceitaria a volta da inflação crônica. Mas, agora, o Brasil poderá enfrentar a sua própria crise de “subprime.”

A popularidade de Lula se baseou num enorme incremento do consumo. Este súbito crescimento no consumo foi baseado em grandes aumentos no nível de emprego

e salários do governo, bem como na triplicação dos pagamentos de transferência, inclusive no programa Bolsa Família. Assim 29 milhões de brasileiros saíram da pobreza. Estes brasileiros estão desfrutando do rápido crescimento do crédito ao consumidor para a compra de aparelhos domésticos, computadores, motocicletas, veículos e novas moradias, com um crescimento de 26% ao ano no nível de empréstimos pessoais desde 2003, e juros ultrapassando a casa dos 40%, absorvendo agora uma proporção de até 40% da renda mensal das famílias endividadas. A grande aposta de Lula, privilegiando o consumo ao invés dos investimentos, privou os brasileiros de uma estratégia de longo prazo. Enfraqueceu o tecido da democracia através do uso do crédito fácil para gerar expectativas irrealistas.

Os recursos naturais e a fartura do crédito deram ao Brasil muitas chances. Muitas vezes o país encara os resultados favoráveis como garantidos. Daí, essa advertência do falecido geólogo ítalo-brasileiro Giuseppe Bacocoli (1941-2009), em seu livro “O Dia do Dragão,” uma reflexão autobiográfica sobre suas três

décadas de trabalho na exploração para a Petrobras:

Muito tem se falado sobre o baixo risco da exploração do pré-sal. Certamente não é bem assim. Mesmo no grupo de campos descobertos no chamado cluster da Bacia de Santos onde foi descoberto Tupi [Lula], é necessário operar em águas de mais de 2000 metros e perfurar poços com mais de seis mil metros de profundidade e atravessar espessas camadas de sal. Provavelmente, estamos aqui entre os mais profundos campos petrolíferos já encontrados.... No Brasil, levamos longos anos de sério e paciente trabalho de formiga para provar que: temos uma competente e respeitável companhia estatal e nacional de petróleo; desenvolvemos tecnologia e conhecimentos competitivos, que temos um marco regulatório adequado; oferecemos estabilidade política, claras e transparentes regras invariáveis e não temos hábito de rasgar contratos. Não podemos colocar tudo isso a perder quando, em um efêmero canto de cigarra, exultamos, precocemente, com o eventual prêmio de loteria.

2. A ascensão da Petrobras

A Petrobras é uma das estatais de petróleo de maior sucesso do mundo. Sua criação em 1953, após intenso debate político, ocorreu num momento de crescimento do nacionalismo nos setores extrativistas da América Latina. O primeiro monopólio estatal petrolífero, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), foi criado por um decreto do Presidente Getúlio Vargas em abril de 1938, praticamente um mês após a nacionalização das empresas petrolíferas estrangeiras no México. O CNP seguiu o modelo da petrolífera argentina YPF (*Yacimientos Pe-*

trolíferos Fiscales), constituída em 1922, a primeira estatal petrolífera da América Latina. Em julho de 1938, a Academia Brasileira de Artes e Ciências agraciou com uma medalha de ouro o fundador da YPF, o General Enrique Mosconi, um profeta do nacionalismo do petróleo que se tornou uma figura de proa para os líderes militares brasileiros que desempenharam um papel fundamental ao convencerem Getúlio a criar primeiro o CNP e depois, em 1954, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Em agosto de 1954, o Presiden-

te Vargas suicidou-se com um tiro no coração após a revelação de que um de seus auxiliares estava envolvido numa tentativa de assassinar o jornalista Carlos Lacerda, seu principal inimigo político. No seu bilhete de suicídio, Getúlio denunciou que “uma campanha subterrânea dos grupos internacionais aliou-se à dos grupos nacionais” tentaram bloquear a criação da Petrobras quatro meses antes. Enquanto esta “campanha subterrânea” nunca foi explicada a fundo, a desconfiança e a dependência dos estrangeiros permaneceram como um dos temas envolvidos às

muitas controvérsias que cercaram o desenvolvimento da Petrobras.

A Petrobras prosperou em meio às adversidades do nacionalismo e do internacionalismo. No início dos anos 80, tornou-se a maior empresa da América do Sul, com uma receita de US\$18,3 bilhões, ocupando a 18ª posição entre todas as empresas, públicas e privadas, fora dos Estados Unidos. Em 2009, a Petrobras e suas 81 subsidiárias formaram um vasto conglomerado com receitas de R\$230 bilhões (US\$132 bilhões), equivalente a 7% do PIB brasileiro, fato que a posicionaria no 18º lugar entre as maiores empresas do *Fortune Global 500*. Criada há seis décadas como resposta do Brasil aos “cartéis,” a Petrobras cresceu rapidamente como conglomerado e grande petrolífera de integração vertical num momento em que este tipo de empresa privada estava desaparecendo. A Petrobras exerce hoje, no Brasil, um poder político e econômico muito maior do que o atribuído ao cartel da Standard Oil de John D. Rockefeller na época de sua dissolução, em 1911, no caso de antitruste decidido pela Suprema Corte dos Estados Unidos. Apesar das muitas controvérsias, a Petrobras conquistou a aceitação na qualidade de instituição nacional vital que desempenha funções críticas. Em seu *Oil and Politics in Modern Brazil*, o historiador canadense Peter Seaborn Smith observou:

A Petrobras se destacou como a única solução aparente para o problema indicado pelos mitos: como desenvolver os presumidos vastos campos de petróleo sem permitir que os “cartéis” assumissem seu controle. De fato, de um ponto de vista realista, a Petrobras era a única solução viável, mesmo se o problema apenas realizar uma profunda exploração das bacias sedimentares brasilei-

ras. As empresas estrangeiras, salvo raras exceções, não haviam demonstrado qualquer interesse.

Quando a Petrobras foi fundada, sua dependência tecnológica do exterior se dramatizou com a contratação de Walter Link, ex-geólogo chefe da Standard Oil de Nova Jersey (hoje Exxon), para a tarefa de organizar o novo departamento de exploração da Petrobras. Seu altíssimo salário anual de US\$ 100.000 na época originou tamanha indignação em alguns círculos políticos que o ministro da fazenda recusou autorizar a operação de câmbio para pagá-lo, deixando o desembolso para o Exército. Em 1954, o Brasil não tinha cursos universitários de Geologia. A subsidiária venezuelana da Standard Oil (Creole) e Davy McKee, um de seus principais empreiteiros, concordaram em capacitar os técnicos da Petrobras. Muitos técnicos estrangeiros vieram trabalhar no Brasil, como explicou mais tarde Jesus Soares Pereira, assessor econômico de Getúlio:

Nossa contratação de vários técnicos mexicanos provocou certo atrito entre os governos dos dois países. O presidente Juan Perón, que tinha implantado uma estrutura salarial que penalizava a mão de obra qualificada argentina, acabou facilitando a chegada de inúmeros engenheiros argentinos ao Brasil. O mesmo se deu com a Colômbia, que estava passando por uma séria crise salarial na época. Além disso, como vários técnicos indonésios estavam sendo forçados a sair da Europa ... foi possível contratar alguns. Assim, a empresa começou a parecer com um tipo de Nações Unidas.

Quando entrevistei Link em sua residência em Laporte, Indiana, no ano de 1975, ele explicou: “Havia apenas 64 geólogos

no Brasil quando lá cheguei em 1954. Mandamos imediatamente 26 brasileiros para serem capacitados em universidades americanas. A Petrobras abriu um departamento de geologia na Universidade da Bahia, próximo da área da primeira descoberta de petróleo e em seguida outras universidades brasileiras seguiram o exemplo. Queríamos fazer exploração na Amazônia, cujo acesso representava sério problema. Faltavam-nos até barcos para transportar os suprimentos pelos rios da selva. Para tanto, adquirimos 22 barcos em Nova Orleans para iniciar o trabalho geofísico.”

As descobertas na Amazônia

Entre 1954 e 1960, a Petrobras gastou US\$ 300 milhões na exploração, considerado na época como algo nunca visto para uma única empresa. Naquele tempo, a quantidade de sondas em operação no Brasil cresceu de 22 para 61 e campos de exploração de 15 para 25, com 905 novos poços sendo perfurados, representando mais do que o dobro comparado com o período de 1939-45. Uma grande euforia tomou conta do país quando, em novembro de 1955, jorrou petróleo em Nova Olinda, no rio Madeira, num poço começado pelo CNP em 1951 que, ultrapassando os 2.700 metros de profundidade, penetrou numa fina formação que continha petróleo cru leve. A esperança de muitos brasileiros que acreditavam que a área central possuía muito petróleo parecia confirmada. Essa esperança era estimulada através de campanhas dos nacionalistas contra os “cartéis,” cujas mãos ocultas, diziam, obstruíam a descoberta dos recursos de petróleo do Brasil. Também eram apoiadas pelas opiniões de forasteiros, como o geólogo americano F. B. Plummer, que em 1947 fazia um levantamento da região Nordeste para

o CNP e escreveu: “A bacia do Piauí-Maranhão fornecerá petróleo para todo o Brasil, o México e o Centro-Oeste dos Estados Unidos. A região contém sedimentos espessos de xisto calcário, com grandes domos e anticlinais.”

A região levantada por Plummer até agora não produziu quantidades significativas de petróleo, apesar de que, mais tarde, áreas próximas do Delta Amazônico e da plataforma continental foram objeto de exploração por empresas estrangeiras mediante “contratos de risco” com a Petrobras. Ademais, após haverem jorrado 4 mil barris de petróleo do poço de Nova Olinda durante os testes, a descoberta foi declarada não comercial, apesar de apresentar uma produção um pouco maior do que muitos outros poços rasos perfurados pelas equipes do governo ao longo de outros afluentes do rio Amazonas (em Itaituba e Bom Jardim) em 1926-32 que geraram amostras de petróleo e produziram algum gás natural.

Entre 1953 e 1967, a Petrobras perfurou 156 poços na Amazônia, principalmente na sua região central, na mesma área da descoberta de Nova Olinda. Contudo, a exploração ainda se restringia bastante às margens dos grandes rios. As pesquisas na selva mais densa tiveram que aguardar o desenvolvimento de grandes helicópteros durante a Guerra do Vietnã que transportariam mais tarde equipamentos de perfuração para áreas mais remotas, bem como o desenvolvimento de equipamento geofísico mais leve e à prova d'água que permitiu percorrer as áreas mais afastadas para buscar estruturas que pudessem conter petróleo ou gás. A busca por petróleo e gás continua na Amazônia, realizada pela Petrobras e pela HRT, uma nova empresa privada que conta com um quadro de ex-técnicos da Petrobras.

Inicialmente, não se deu muita atenção no Brasil quando Link e o geólogo chefe da Petrobras, o colombiano Luis Morales, apresentaram trabalhos no Quinto Congresso Mundial do Petróleo em 1959, encarando de modo pessimista as perspectivas de descobertas de grandes quantidades de petróleo em terra firme brasileira. Link, no entanto, formulou uma visão mais otimista a respeito das perspectivas de petróleo em alto mar na plataforma continental, e até expressou uma esperança com relação a eventuais descobertas na bacia do Paraná no Sul, cobertas

Família Link



Walter Link, 1954

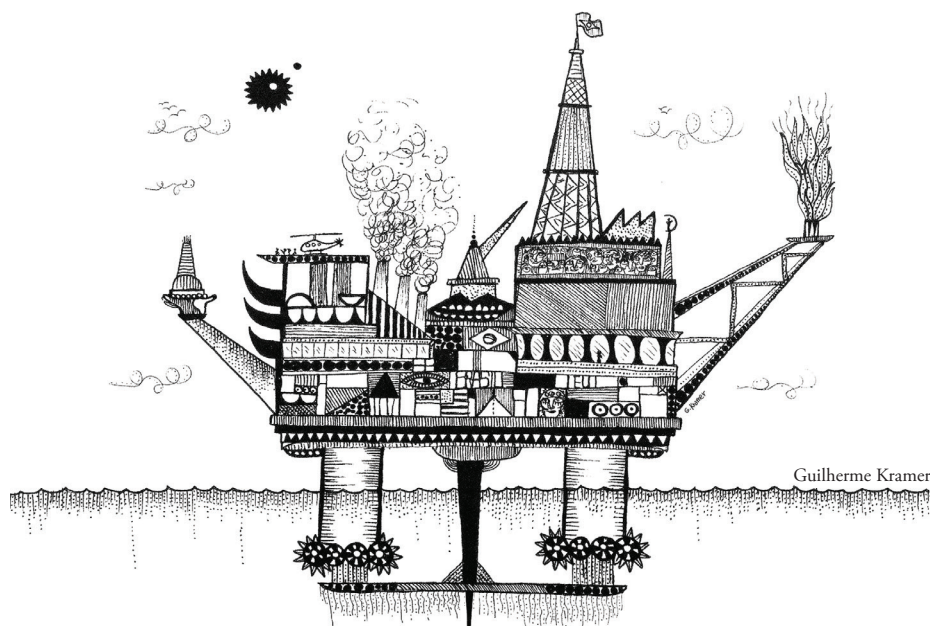
por uma espessa camada de basalto, limitando a qualidade dos levantamentos geofísicos. As principais descobertas em alto mar tiveram que esperar o desenvolvimento de tecnologias mais avançadas para sondagens sísmicas e para o processamento de dados geofísicos em computadores mais poderosos.

Primeiro, o *Oil and Gas Journal* publicou uma versão mais sucinta dos trabalhos de Link que passou despercebida no Brasil. Depois em 1960, quando Link pediu demissão do cargo e apresentou seu relatório final ao presidente da Petrobras, sua opinião vazou na im-

prensa brasileira, provocando uma controvérsia política, porém conquistando gradualmente a aceitação. Foi só a partir do início dos anos 80 que o Brasil mostrou ser uma promessa na autossuficiência de petróleo, quando o etanol começou a provocar grandes cortes no consumo dos derivados do petróleo e a atividade de exploração em alto mar, iniciada em 1967, com o tempo, levou a expressivos aumentos da produção.

Quando a Petrobras foi fundada em 1954, a produção de petróleo do Brasil era de apenas 2.721 barris por dia, menos do que 2% do consumo do país, e as estimativas ou reservas giravam em torno de 100 milhões de barris. Durante seus primeiros anos (1954-60), a Petrobras aumentou sua produção para 80.910 barris/dia com o desenvolvimento da descoberta feita na Bahia pelo CNP em 1939. Porém, neste mesmo período, o consumo aumentou de 150.000 barris/dia (BD) para 264.000 BD. A produção apostou uma corrida e perdeu para o consumo até que este atingiu o pico de 1,1 milhão de barris/dia em 1980 e iniciou sua curva descendente.

Durantes os anos de formação da Petrobras, o custo dos grandes aumentos anuais no consumo foi amortecido pelo excesso do produto nos mercados mundiais de petróleo. Apesar do crescimento no volume de importações brasileiras de petróleo cru, que passou de 112 mil BD para 282 mil entre 1957 e 1969, o desembolso total de divisas para a importação permaneceu fixo em termos nominais, caindo em termos reais. Segundo os dados do Fundo Monetário Internacional (FMI), os custos das importações de petróleo recuaram de forma regular, passando de US\$262 milhões em 1957 para US\$199 milhões em 1965 antes de recrudescer e atingir o valor de US\$274 milhões em 1969.



Um mercado mundial comprador

Explorando o seu poder de compra monopolístico para as importações brasileiras num mercado mundial que favorecia o comprador, a Petrobras conseguiu obter descontos de diversas maneiras. Em 1960, o semanário *Platt's Oilgram* chamou a Petrobras de o "atual maior comprador externo de petróleo cru." Em 1965, a publicação *Petroleum Intelligence Weekly* informou que a Petrobras "compra o cru a preços tão baixos ou mais baixos do que praticamente qualquer outro importador de petróleo," após haver, de forma unilateral, prorrogado os prazos de pagamento de 120 para 180 dias. Em junho de 1964, o novo regime militar decretou que os fornecedores ao Brasil teriam que aceitar pelo menos 20% do preço contratual em exportações brasileiras. Na prática, os vendedores de cru acabavam concedendo descontos ao Brasil em dinheiro de 3% a 4%.

"Fizemos nossos pedidos mais expressivos em março ou abril, no final do inverno no Hemisfério Norte, coincidindo com a época do ano em que a demanda mundial de petróleo se encontra em seu ponto mais baixo," explicava Shigeaki Ueki, ex-presidente

da Petrobras (1979-84), numa entrevista. Na qualidade de diretor comercial da Petrobras (1969-74), Ueki era responsável por toda a comercialização do petróleo no Brasil antes de tornar-se Ministro das Minas e Energia (1974-79), desenvolvendo estreitos vínculos de trabalho com o General Ernesto Geisel, que mandou na Petrobras durante o regime militar. "Em 1969, conseguimos até comprar petróleo do Egito a 99 centavos o barril, numa época em que o governo de Nasser estava às voltas com problemas cambiais após a derrota na guerra de 1967 contra Israel. A Petrobras era um cliente muito solicitado naqueles anos, tanto pelos grandes como pelos independentes, que tinham emergido e desempenhavam um papel importante no mercado mundial de petróleo durante a abundância do cru nos anos 50 e 60."

O golpe militar de abril de 1964 representou um ponto de inflexão no desenvolvimento da Petrobras. No final da primeira década de existência da estatal, deu fim às lutas políticas que conturbavam suas operações. Os militares deram as condições necessárias para sua profissionalização e expansão nas duas décadas que se seguiram. Em 1961, os sindicatos haviam se fortalecido suficien-

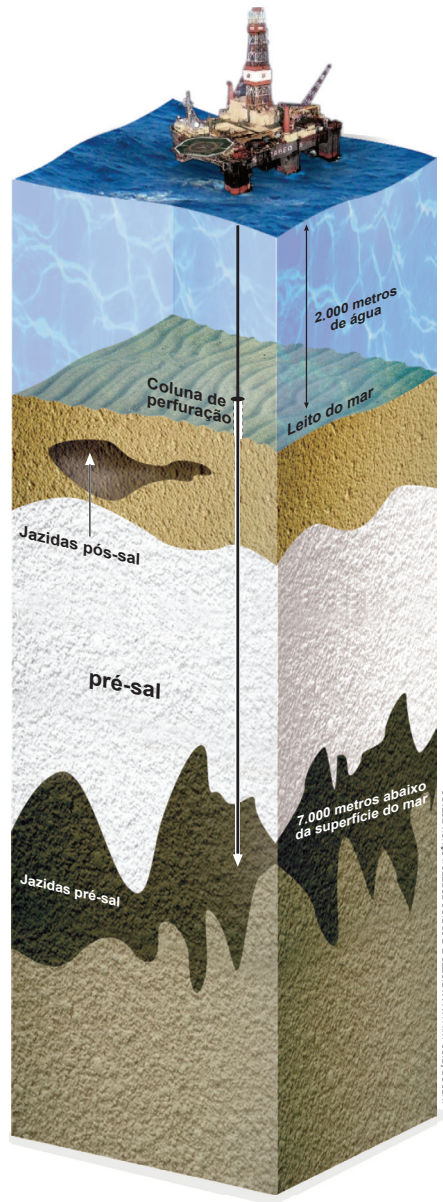
temente para impor seu próprio candidato à presidência da empresa. No início de 1964, após uma série de greves, tinham forçado a nacionalização de pequenas refinarias que permaneceram em mãos privadas. Em sua obra *Oil and Politics in Latin America*, George Philip, da *London School of Economics*, escreveu:

O golpe de 1964 foi mais tecnocrático do que economicamente liberal, pelo menos em termos dos seus efeitos sobre a Petrobras, acabou com a busca dos gerentes e trabalhadores da estatal para um apoio político fora da organização como arma nos conflitos internos, e a conseqüente substituição do aspecto político por critérios institucionais no processo de tomada de decisões internas ... O processo de purgação foi limitado e o clima político relativamente estável e autoritário desestimulou a descontente Petrobras e seus funcionários de se queixar através da ação política. No entanto, os liberais econômicos que se haviam destacado no fomento do golpe de 1964, muito pouco conseguiram mudar a estrutura da indústria de petróleo.

A Petrobras continuou a crescer tanto durante o regime militar como depois, com o advento dos governos civis. Seu monopólio de importações de petróleo foi ordenado por decreto em 1960. Um dos últimos atos do presidente João Goulart, antes de fugir do país em 1964. Foi a assinatura do decreto de nacionalização das refinarias privadas restantes, um ato que não foi revogado pelo novo regime militar. Uma nova subsidiária petroquímica, a Petroquisa, foi constituída em 1967 para dominar este amplo setor de rápido crescimento através do monopólio da produção de insumos básicos e da associação em empreendi-

mentos conjuntos com empresas privadas. Em 1971, outra subsidiária, a Petrobras Distribuidora (BR), foi constituída para competir com empresas estrangeiras que ainda detinham, entre elas, a parte do leão das vendas de varejo. Entre 1970 e 1978, tanto as vendas líquidas como o lucro líquido, expressos em dólares atuais, cresceram quase dez vezes, chegando a ultrapassar a casa de US\$1 bilhão, mesmo com o Brasil tomando cada vez mais empréstimos no exterior para continuar a importar quantidades crescentes de petróleo caro.

Desta forma, a primeira crise do petróleo teve um efeito de enorme expansão sobre o fluxo de caixa e o lucro da Petrobras. O mesmo efeito também beneficiou as grandes empresas petrolíferas no mundo inteiro. Como fizeram as grandes durante a década de 70, a Petrobras mudou o foco de seus negócios e o objetivo de seu monopólio, passando da antiga mística de alcançar a autossuficiência brasileira na produção de petróleo para a expansão em empresas de refino e transporte para a petroquímica, fertilizantes, mineração, promoção e comercialização das exportações brasileiras – que lhe desse a aparência de um conglomerado relacionado à energia. Contudo, após o segundo choque do petróleo, que abalou muito mais a indústria mundial do que o primeiro, a Petrobras voltou para a sua antiga missão com redobrado desespero por ocasião do aumento do preço médio do cru importado, que passou de US\$13 o barril em março para atingir o pico de US\$34 em outubro de 1981. Naqueles anos, no entanto, os investimentos da Petrobras na exploração em alto mar e desenvolvimento estavam começando a amadurecer, dando novo ímpeto ao velho sonho da autossuficiência.



Bahia e Angola

Armando Guedes Coelho, como muitos outros técnicos, viveu a ascensão da Petrobras na indústria mundial de petróleo. Nascido no interior do estado de Goiás, Guedes ingressou na empresa em 1964 como engenheiro de refinaria na Bahia, tornando-se mais tarde chefe de logística e, em seguida, diretor industrial. Sucessivamente chefiou a Petroquisa (subsidiária petroquímica), BR (distribuição nacional) e Interbrás (trading internacional), antes de assumir o cargo de presidente da empresa em 1988-89.

Na sua prospecção de petróleo que empreendeu em 1975 no Oriente Médio, a Petrobras descobriu o campo supergigante de Majnoon (com reservas de 12 bi-

lhões de barris) numa região de pântanos perto de Basra no Iraque, na fronteira em conflito com o Irã, onde perfurou 20 poços antes de ser forçada a abandonar Majnoon, após a deflagração da guerra entre o Iraque e o Irã.

“Fui ao Oriente Médio mais de 500 vezes: Iraque, Arábia Saudita, Irã, Argélia, e também para a Nigéria. O Brasil não tinha crédito e eu tinha que comprar grandes volumes de petróleo, 800 mil barris por dia” recorda Guedes. Naqueles anos, ele conseguia permutar o petróleo cru do Oriente Médio por produtos brasileiros como equipamento militar, frango congelado, carne enlatada, óleo de soja e açúcar.

Muito tempo antes, como jovem formado em engenharia química, recebeu um sinal do futuro do setor petrolífero brasileiro em seu primeiro emprego quando analisava petróleo cru no laboratório da refinaria Landulfo Alves na Bahia. “Um supervisor me deu uma amostra de petróleo cru para analisar para processamento em refinarias e me perguntou de onde vinha o petróleo. Testei o petróleo durante dois dias e mandei um relatório dizendo que o petróleo vinha de Carmópolis, o primeiro campo gigante do Brasil, descoberto em 1963 no vizinho estado de Sergipe. ‘Errado’, respondeu meu supervisor. ‘Este petróleo vem de Cabinda, na Angola. Se você juntar o mapa da América do Sul e da África, verá que Carmópolis e Cabinda ficam lado a lado.’ Isto foi antes que as pesquisas geológicas confirmasse a separação dos dois continentes.”

Essa lição de história geológica trouxe resultados espectaculares quatro décadas depois, na descoberta dos campos supergigantes de petróleo abaixo das espessas camadas de sal da Bacia de Santos, que gerou uma nova onda de esperança.

3. Abaixo do sal

“Quando furamos abaixo do sal, entramos no reino do desconhecido,” afirmou Peter Szatmari, um geólogo erudito de origem húngara, fala mansa e inspiração poética que trabalha no Cenpes, Centro de Pesquisas da Petrobras. “Achamos algo totalmente novo debaixo do oceano, como quando Colombo descobriu um novo continente.”

Peter Szatmari é um dos muitos estrangeiros que, ao longo dos séculos, descobriu um novo mundo no Brasil. Após sua fuga da Hungria comunista, estudou as formações de sal na década de 1950 nas universidades de Edimburgo, Princeton e Columbia e veio para o Rio de Janeiro em 1973 para dar aulas de tectônica de sal aos geólogos da Petrobras. “Há 120 milhões de anos o antigo continente de Gondwana se dividiu e abriu espaço para um mar primeval,” contou Szatmari. “O sal daquele mar se evaporou, formando camadas que aprisionaram as concentrações de fósseis microbiolitos por milhões de anos.” Isto se deu aproximadamente na época em que a América do Sul e a África se tornaram continentes separados e os dinossauros vagavam pelo antigo Escudo do Brasil. O processo de separação da África e da América do Sul continua até hoje ao ritmo de alguns centímetros por ano.

A descoberta dos campos de petróleo supergigantes abaixo de compactas camadas de sal nas águas do Atlântico Sul é fruto de um longo e tortuoso acúmulo de conhecimentos de escala global, visto sob um prisma que concentra seu foco num passado muito remoto. Um século após a viagem de Colombo para o Novo Mundo, como ainda é conhecido, Abraham Ortelius, filho de uma família de comerciantes da Antuérpia e autor do primeiro atlas moderno *Theatrum Orbis Terrarum* (*Teatro do Mundo*), escreveu, em 1596, que as

Américas foram “arrancadas da Europa e da África... por terremotos e enchentes,” e acrescentou: “Os vestígios da ruptura se revelam quando juntamos um mapa-múndi e examinamos detidamente as costas dos três continentes.”

Mas foi apenas em 1912 que uma teoria coerente da deriva dos continentes foi formulada por o intrépido astrônomo Alfred Wegener, filho de um pastor evangélico. Wegener publicou um trabalho numa revista alemã de geografia em que rejeitou a ideia de que a cordilheira submersa do Meio Atlântico, a maior cadeia de montanhas do mundo, constituía os vestígios de uma ponte de terra ligando a América do Sul à África. Argumentou que a grande cordilheira “deveria ser considerada como a zona na qual o leito do Atlântico, enquanto continua a se expandir, vai continuamente se abrindo e dando lugar a rochas novas, relativamente fluidas e quentes, que emergem das profundezas.” Wegener sobreviveu a feridas de combate no braço e pescoço no exército alemão na 1ª Guerra Mundial, mas morreu congelado em 1930 quando explorou a calota glacial da Groenlândia. Deixou, contudo, um livro pioneiro, *The Origin of Continents and Oceans* [*A Origem dos Continentes e Oceanos* 1915;1928)], expliando a separação de grandes massas de terra do continente primeval que denominou Pangeia, do qual emergiram os atuais continentes.

A separação dos continentes explica o encaixe das peças do quebra-cabeça entre as costas da América do Sul e da África, com o ajuste mais fino localizado próximo da cidade de Fortaleza, no Brasil, e da cidade de Acra, em Gana, fato correlacionado com a descoberta de restos fósseis nos dois continentes. As ideias radicais de Wegener, rejeitadas por muitos cientistas, foram finalmente comprova-

das por novas técnicas radioativas de datação, amplamente aplicadas nos anos 50 e 60 do século passado. Testes radioativos feitos em rochas de 2 bilhões de anos no nordeste brasileiro e no oeste da África por geólogos do MIT e da Universidade de São Paulo mostraram que um dia essas regiões fizeram parte da mesma massa de terra.

A abertura dos oceanos

“A abertura dos oceanos, a geofísica se firmando nas pesquisas de campo, o advento do avião como veículo de campo e o amplo apoio governamental, se uniram para fazer surgir esta nova era de exploração,” observou Robert Phinney da Universidade de Princeton, em 1968. Tais buscas geraram uma teoria madura das placas tectônicas, afirmando que a crosta da Terra se fragmentou em doze ou mais placas maiores e menores, movendo-se umas em relação às outras como se estivessem montadas em rochas mais quentes e maleáveis mobilizadas pelo calor que emana do núcleo do nosso planeta. O processo de fragmentação que separou a América do Sul da África levou cerca de 40 milhões de anos.

A separação de Gondwana começou há 150 milhões de anos com uma série de eventos cataclísmicos, talvez maiores do que os grandes terremotos e tsunamis asiáticos de 2004 e 2011 que assolaram a região do “Anel de Fogo” nos oceanos Pacífico e Índico em explosões de energia que alteraram temporariamente a rotação da terra. A fragmentação começou na forma de duas gigantescas colunas de magma derretido que surgiram do manto da Terra – formando a coluna Santa Helena para o norte e a de Tristão da Cunha para o sul – criando o que é hoje a cadeia de montanhas e vulcões submersos conhecidos como a cordilheira central oceânica. As colunas de magma brotaram na medida

em que o calor do interior da Terra provocou um afinamento, enfraquecimento e inchaço da crosta continental do que hoje é a parte mais ao sul da América do Sul, criando pontos quentes na crosta, bem como uma série de fraturas. Tais fraturas abriram um hiato que dividiu em duas partes a placa tectônica do supercontinente de Gondwana, criando duas placas: a América do Sul e a África. A fenda se ampliou ao longo de milhões de anos à medida que o magma foi esfriando, transformando-se em formações continentais mais densas, afundando, formando bacias que se tornaram lagos onde floresceram micro-organismos,



Retrato de Abraham Ortelius por Rubens

mos, encobertos sob as camadas de sal que remanesceram após a evaporação da água.

Os cientistas ainda debatem a origem da água em nosso planeta. Hoje, contudo, a maioria concorda com a afirmação feita por geólogos da Petrobras no trabalho enciclopédico *Sal: Geologia e Tectônica: Exemplos das Bacias Brasileiras*, que “com o resfriamento da Terra [há bilhões de anos], a água na atmosfera começou a precipitar formando o mar, cuja composição evoluiu durante a fase inicial da história terrestre e controlou a subsequente formação e transformação dos evaporitos, sais depositados por evaporação periódica de mares e lagos.”

A evolução do processo é lenta, mas numa escala colossal. Uma camada de sal com 100 metros de espessura se forma pela evaporação acumulada de 6.000 metros de água, profundidade não vista hoje, salvo em trincheiras oceânicas onde as placas tectônicas submergiram. Em outras palavras, os leitos de areia de 2.000 metros de espessura que cobrem as descobertas de petróleo e gás em águas profundas no Atlântico Sul precisariam de sucessivas acumulações de águas num total de 120.000 metros em incontáveis ciclos de reabastecimento e evaporação.

O sal é uma substância comum, básica para o metabolismo das células vivas. Apesar de ter sido um produto primário de comércio e prêmio de guerra nas sociedades pré-industriais, a evolução das modernas técnicas de perfuração do final do século XVIII mostrou que as jazidas de sal estão depositadas debaixo de grandes faixas da superfície da Terra, notavelmente na borda de continentes atuais ou primitivos, como no Golfo Pérsico, Irã e Mar Cáspio na Ásia Central, onde grandes volumes de petróleo foram encontrados.

Uma faixa de sal se estende bem abaixo da Europa, cobrindo as enormes jazidas de petróleo e gás encontradas nos anos 50 e 60 no arenito abaixo do Mar do Norte. Tal descoberta foi possível graças ao desenvolvimento de técnicas de perfuração realizado pelas petrolíferas e que atingiram 3.000 metros abaixo do leito marinho. Outra faixa se estende sob a região dos Grandes Lagos na América do Norte, abarcando um domo de sal próximo ao vilarejo de Titusville, na Pensilvânia, onde o “Coronel” Edwin Drake perfurou 20 metros em 1859, encontrando “óleo de rocha,” usado para iluminação e fins medicinais, provocando a primeira corrida para riquezas no que viria a ser a moderna indústria do petróleo.

Os domos e outras formações de sal, conhecidos como diapiros, se transformaram no alvo principal da exploração do petróleo na forma de

armadilhas impermeáveis para o petróleo incrustado dentro das rochas porosas. Outro visionário, Patillo Higgins, um mecânico maneta, ficou obcecado com o potencial de um domo de sal no Texas, próximo ao Golfo do México, chamado Spindletop, que em 1901 produziu um poço que jorrava com grande força 75.000 barris de petróleo por dia. Sob o Golfo do México, há aproximadamente 60 milhões de anos, surgiram depósitos de sal que se espalharam por 85% da plataforma continental, com a invasão de águas do oceano Pacífico quando a parte ocidental de Pangeia dividiu-se separando os continentes



Alfred Wegener

da América do Norte e do Sul. Por suas características de maior leveza, maleabilidade e flutuação, comparadas às rochas sedimentares circundantes, o sal é forçado para cima pelos movimentos tectônicos, como se fosse pasta de dente expelida de um tubo, formando assim gigantescos dosséis submersos.

Os recursos ocultos sob os extensos dosséis de sal revelaram seu potencial em 1996, quando a Phillips Petroleum encontrou petróleo em sua plataforma Mahogany abaixo de uma massa de sal de 3.300 metros de espessura. Mais recentemente, no Golfo do México, foram perfurados poços em águas com mais de 2.000



Mapa-múndi por Abraham Ortelius, 1570

metros de profundidade, profundidade de esta semelhante às descobertas na Bacia de Santos, com formações promissoras sob os dosséis de sal de mais de 6.000 metros de espessura.

Revolução na geofísica

A procura por petróleo embaixo de camadas maciças de sal veio com uma revolução na geofísica. As ondas de som sísmicas podem viajar a uma velocidade duas vezes maior através do sal do que através dos sedimentos no entorno, distorcendo as imagens, da mesma forma que um lápis parece torto quando colocado dentro de um copo de água, “como uma imagem de televisão borrada e esbranquiçada,” afirmou um geofísico. A descoberta pioneira do campo Mahogany, pela Phillips, abaixo do sal, aconteceu após a inovação no processamento por computadores poderosos de imagens 3D (três dimensões), desenvolvido pela Anadarko do Texas, a

única empresa independente estrangeira buscando petróleo no pré-sal do Brasil. “Estamos no alvorecer do pré-sal mundial,” afirmou Clint Moore, pioneiro no processamento sísmico da Anadarko nos anos 90. “O fato de possuímos agora uma nova ferramenta para ver debaixo e dentro das bacias de sal do mundo fará uma enorme diferença na quantidade de petróleo e gás que se pode descobrir nessas bacias geologicamente complexas.” A Petrobras absorveu estas novas técnicas em suas descobertas em águas profundas.

Pouco a pouco, os horizontes da exploração do Brasil foram se ampliando, permitindo encontrar novos prospectos ao longo de várias décadas, no território continental como em alto mar, primeiro em águas rasas, depois em águas profundas e depois ultraprofundas, antes de lograr as descobertas do pré-sal na Bacia de Santos.

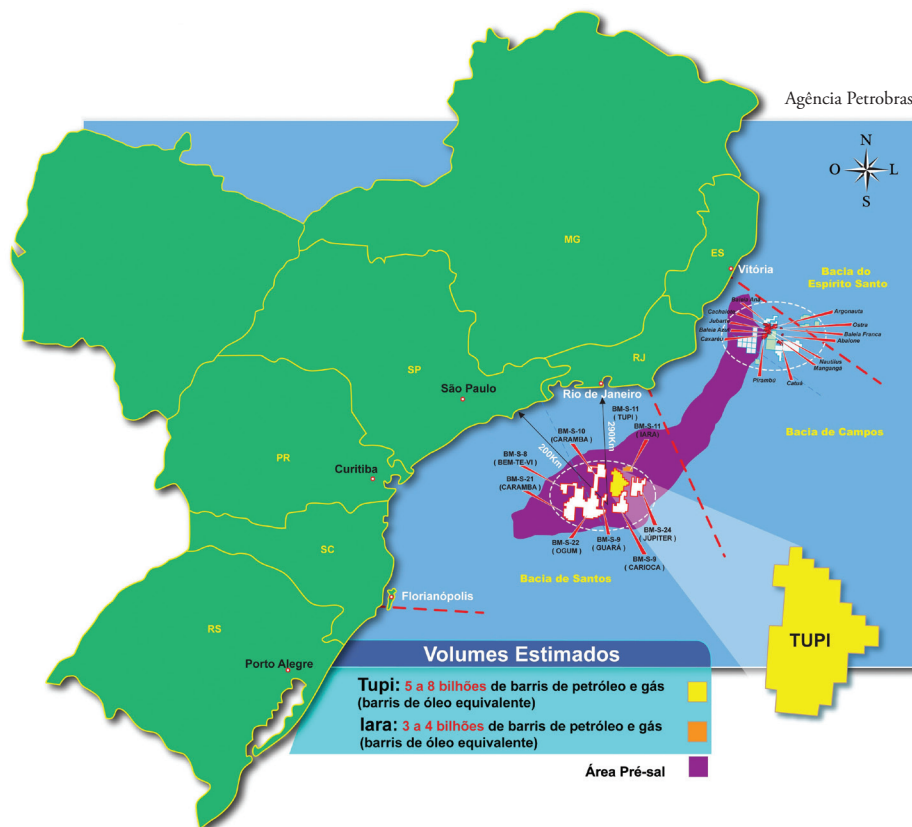
Nos anos 30 e 40, o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) fez pequenas descobertas na bacia do Recôncavo Baiano. Após detectar tendências de fissuras mais para o norte na Bacia de Sergipe, a Petrobras encontrou seu primeiro campo gigante em Carmópolis no ano de 1963. Na busca desesperada da autossuficiência em função do aumento no consumo de petróleo e importados, a Petrobras aumentou seu orçamento de exploração em 32% no ano de 1967, levando-a a uma decisão estratégica: contratar um levantamento sísmico na totalidade das 17 bacias sedimentares ao longo das costas, cobrindo aproximadamente 4 milhões de quilômetros quadrados, usando a rudimentar tecnologia 2D.

Equipes de perfuração faziam sondagens abaixo das águas rasas da plataforma continental, em antigos deltas de rios soterrados milhões de anos atrás, onde a baixa qualidade

dos levantamentos sísmicos, realizados sob a supervisão de Walter Link na década de 50, sugeria a presença de domos de sal. “Debatemos a questão no grupo se a anomalia detectada era uma intrusão de magma ou um domo de sal,” afirmou Wagner Freire, responsável pela geofísica na época. “Porém, as ondas sísmicas viajavam a tal velocidade através da formação que tínhamos certeza de que se tratava de sal, aumentando as esperanças de que estávamos descobrindo outro Golfo do México.” No entanto, acharam apenas poços secos ao longo da costa do estado do Espírito Santo, antes do avanço em direção ao norte para a Bacia Sergipe-Alagoas, onde foi encontrado, no ano de 1968, o campo de Guaricema, abaixo de 30 metros de água, já no mar próximo ao delta do rio São Francisco, a primeira descoberta marítima da Petrobras.

Durante os anos 70, levantamentos sísmicos descobriram extensas faixas oceânicas de sal ao longo das costas da América do Sul e da África. Avançando para maiores profundidades oceânicas, a Petrobras descobriu uma série de campos gigantes nos anos 80 na Bacia de Campos, atual região brasileira de maior produção, onde mais de 1.100 poços foram perfurados e 50 campos descobertos até agora.

Os avanços no campo da imagem decorrentes das sondagens sísmicas permitiram as descobertas de petróleo no mar a profundidades ainda maiores, num processo semelhante à tomografia médica, aprimorado nos últimos 50 anos através de equipamentos cada vez mais sensíveis e computadores mais rápidos. Os levantamentos sísmicos em 2D para a busca de petróleo haviam começado em terra, em 1915, refletindo ondas de som das formações do subsolo para mapear sua densidade. Tais levantamentos sísmicos iniciais conseguiram identificar perfis maiores de formações, sem obter informações detalhadas a respeito das imagens das rochas ou de seus fluídos porosos internos.



Nos anos 80, com o desenvolvimento comercial dos levantamentos 3D, o advento de computadores mais potentes, melhores sensores e veículos não tripulados operando em águas profundas, os geofísicos conseguiram mapear cortes transversais mais detalhados de extensas faixas oceânicas de sal abaixo das margens continentais. Em 1975 a Petrobras começou a enviar profissionais para universidades do exterior para obterem diplomas avançados em geofísica. Desde que o processo sísmico em 3D foi introduzido no Brasil em 1978, a “densidade de informações” desses levantamentos (traços sísmicos por quilômetro quadrado) aumentou de menos de 100.000 para um milhão.

Em 1994, deu-se início aos levantamentos sísmicos em 4D, que repetem os levantamentos em 3D do mesmo território, mas desta vez com equipamentos mais aprimorados, permitindo aos geólogos reduzir o risco de perfuração por meio da detecção do movimento do petróleo, do gás e da água através de um reservatório na medida em que o tempo e a extração iam avançando. Estas podem ser operações em grande esca-

la. Num levantamento em 4D para 1.520 km² de território oceânico na Bacia de Campos, a maior área produtora brasileira, um navio sísmico refletiu ondas sonoras em formações geológicas complexas enquanto rebocava 10 cabos, cada qual com 6 km de comprimento, ligados a detectores no leito marinho, gerando dados a serem processados num computador.

Técnicas sísmicas mais novas, conhecidas como geofísica “downhole,” possibilitaram monitorar o progresso da perfuração a milhares de metros nas camadas de sal e detectar mudanças na natureza das formações antes que a broca as atingisse. Novos softwares e habilidades profissionais tiveram que ser desenvolvidos para interpretar os dados que emergiam debaixo do sal.

A Petrobras vinha desde 1969 procedendo a sondagens em águas rasas da Bacia de Santos, fazendo pequenas descobertas ano após ano. À medida que a exploração chegou a águas ultraprofundas ao longo da década passada, abaixo das compactas camadas de sal que haviam aprisionado micróbios fossilizados em

bacias lamacentas após a divisão dos continentes, novos obstáculos tecnológicos tiveram que ser superados.

As sondas de perfuração tinham que lidar com maior peso e volume de canos, tubos flexíveis, fluídos de perfuração e cimento para completar poços que penetravam abaixo dos 7.000 metros de água, sal e rochas sedimentares, a centenas de quilômetros da costa. Os químicos da indústria do petróleo tiveram que desenvolver fluídos de perfuração e de acabamento capazes de resistir a condições de abruptas mudanças térmicas, indo do calor extremo dos reservatórios, passando pelas temperaturas próximas do congelamento em fontes submarinas e culminado com atmosferas tropicais em plataformas de superfície. Tais desafios levaram a inovações como tubos de revestimento (*casing*) expansíveis, linhas de fluxo aquecidas, química avançada e navios perfuradores gigantes.

A Petrobras processou levanta-

mentos sísmicos 3D cobrindo uma área de 25.000 km² com o intuito de analisar as enormes camadas de sal da Bacia de Santos que, em alguns pontos, têm espessuras de 5.000 metros e aprisionam nos poros das rochas sedimentares enormes volumes de petróleo e gás, o alvo da descoberta de Tupi/Lula.

Essas camadas de sal se formaram num estreito golfo ou lagoa com cerca de 1.800 quilômetros de comprimento através da evaporação de uma série de enchentes durante breve período de uma era geológica, há aproximadamente 500.000 anos, coincidindo com o esmagamento da paisagem primitiva por erupções de rios de magma do núcleo da Terra que separaram a América do Sul da África. Os geólogos da Petrobras afirmam que ainda não conseguem explicar por que razão essas espessas camadas de sal foram depositadas sobre uma área de 50.000 km², argumentando que “o verdadeiro sig-

nificado tectônico-sedimentar destes depósitos de sal é a chave para entender melhor o que conduziu à abertura do Atlântico Sul.”

As dimensões destas feições geológicas são enormes. “Na Bacia de Santos, a crosta continental se estende mar adentro por 700 quilômetros na região do Planalto de São Paulo,” uma elevação vulcânica submersa, afirmaram os geólogos da Petrobras na Conferência de Tecnologia Offshore (OTC) em Houston. “A ruptura final entre a América do Sul e a África não foi simétrica. A zona da crosta continental esticada é mais larga ao longo da margem brasileira do que ao longo da margem africana. Com o uso de novas estratégias durante sete anos de trabalho na busca de procedimentos inovadores, ajustados aos desafios geológicos da área, a Petrobras obteve extraordinário êxito na área da exploração e descobriu uma província de petróleo de importância mundial.”

4. Riscos e promessas

O desenvolvimento das descobertas em águas profundas na Bacia de Santos está obrigando a Petrobras, num salto para o futuro, a lutar contra os desafios impostos pelas barreiras tecnológicas e logísticas numa escala sem precedentes na indústria de petróleo. Apesar de os governantes brasileiros haverem prometido “riscos extremamente baixos de exploração e grande rentabilidade” na busca do aumento do controle pela estatal dos campos gigantes de petróleo descobertos no Atlântico Sul, os riscos estão começando a aparecer. Embora o presidente da Petrobras Sérgio Gabrielli tenha justificado os baixos riscos da exploração pelo alto índice de êxito na perfuração de petróleo em águas profundas, mais tarde admitiu “riscos de desenvolvimento” para trazer esses recursos para a produção.

O mundo do petróleo em águas

profundas é habitado por conjuntos de máquinas e instalações colossais, dotadas de engenharia com tolerâncias estreitas para permitir uma operação contínua em temperaturas e pressões altamente variadas nas profundezas oceânicas por décadas a fio. Gigantescos navios especializados, alguns com guindastes com capacidade de 10.000 toneladas, transportam enormes subconjuntos por milhares de quilômetros entre estaleiros e fábricas em diferentes continentes. Instalam centenas de quilômetros de canos flexíveis, tubos, tubulações verticais flexíveis e fios elétricos para ligar plataformas de perfuração e produção a outros aparelhos exóticos localizados a milhares de metros de profundidade, no leito do mar.

Conduzir uma peça de enormes dimensões para o local de montagem pode ser mais dispendioso do que a

sua própria fabricação, com os fretes de alguns navios para a construção em águas profundas chegando a custar US\$ 500.000 por dia. Uma árvore de natal submarina (sistema de eletrônica e válvulas para o controle do fluxo dos poços) pode pesar 30 toneladas e um *manifold*, 200 toneladas. As âncoras de sucção instaladas em estruturas fincadas no leito oceânico podem pesar 160 toneladas cada uma e chegar à altura de um pequeno prédio de apartamentos. A inspeção e manutenção dos equipamentos submarinos são realizados por robôs de grandes dimensões, alojados em garagens no leito do oceano.

A Petrobras fixou-se um ambicioso objetivo de produzir 6,4 bilhões de barris de óleo equivalente por dia (BOE/D) até 2020 no Brasil e no exterior (principalmente nas águas do Golfo do México e no Oeste da



FPSO Cidade de Angra dos Reis, plataforma carregada de maquinário de processamento.

África), 132% mais do que em 2010, sendo que 4,9 milhões de BOE/D viriam do Brasil, inclusive 2 milhões de BOE/D da Bacia de Santos. Porém, os analistas privados encaram esses objetivos com certo ceticismo, já que historicamente a Petrobras ficou aquém dos objetivos anunciados em 13%. O banco de investimentos Crédit Suisse prevê que a produção de 2020 será de 4,6 milhões de BOE/D, 28% abaixo da meta da Petrobras.

Se fosse para alcançar estes objetivos, a Petrobras teria que compensar o esgotamento de 2 milhões BD da capacidade atual, à taxa de 10% ao longo da atual década. Nos sete principais campos da Bacia de Campos, que representam 44% da produção doméstica da Petrobras, a queda anual tem sido de 20% nos últimos dois anos, após mais de duas décadas da operação. Um alerta sobre essa queda surgiu com o aumento da quantidade de água extraída junto com óleo e gás dos poços. O

exemplo mais dramático aconteceu no campo gigante de Marlim, onde a produção caiu de 645.000 BD de petróleo e gás em 2002 para pouco mais que 200.000 BD, após diminuir 30% apenas em 2010. Enquanto isso, em outros locais como na Bacia Campos estão alcançando o seu pico máximo e podem começar a declinar, com destaque para o Marlim Sul, que em 2010 produziu 253.000 BD, ou 13% da produção da Petrobras. Para enfrentar este desafio a Petrobras lançou o programa Varredura nas bacias de Campos e do Espírito Santo, identificando 284 projetos com potencial de volumes recuperáveis de 2,2 bilhões de barris equivalentes que podem ser incorporados pela infraestrutura já existente dos campos mais antigos.

Alguns consultores afirmam que a Petrobras pode gastar US\$1 trilhão nos próximos anos em capital e custos operacionais nos projetos em águas profundas, valor este equivalente à

metade do PIB brasileiro para 2010, sendo de longe o maior empreendimento industrial da história do país. Os gastos anuais de capital da Petrobras para esta década, da ordem de mais de US\$ 50 bilhões, são muito mais elevados em dólares constantes do que o orçamento anual da NASA na década de 60, época em que os Estados Unidos estavam se preparando para enviar um homem à Lua. Poucos órgãos públicos no mundo conseguem igualar em escala e alcance essas atividades de contratação.

Na Bacia de Santos, as bases para grandes frotas de helicópteros e navios de apoio devem mudar a ecologia do litoral, transformando o porto de Santos num novo centro de gestão do desenvolvimento em alto mar. Guilherme Estrella, diretor de exploração e produção da Petrobras, imagina 50 plataformas extraído nas descobertas iniciais, consumindo cada uma, 100 megawatts de eletricidade, num total de 5.000 megawatts de capacidade ge-

rada por 200 turbinas movidas a gás, equivalente ao consumo da Grande São Paulo, com uma população de cerca de 20 milhões de habitantes.

“Nas descobertas do pré-sal, temos dois tipos de problemas logísticos,” explicou o presidente da Petrobras, José Sérgio Gabrielli, numa entrevista. “O primeiro tem a ver com as pessoas e envolve o problema da distância. Na Bacia de Campos, hoje a nossa maior área de produção, transportamos mais de 60.000 pessoas mensalmente por helicóptero em viagens de ida e volta para as plataformas que distam 150 quilômetros da costa. Mas as jazidas do pré-sal na Bacia de Santos podem estar a 300 quilômetros de distância, fora do alcance dos helicópteros de transporte de larga escala. Portanto, primeiro temos que reduzir a quantidade de pessoas que trabalham nas plataformas com uso mais intensivo da automação. Temos que construir plataformas a meio caminho entre a costa e as descobertas do pré-sal para que sirvam de centros logísticos dotados de dormitórios, permitindo que os trabalhadores que chegam de barco sejam distribuídos por helicópteros para as plataformas após pernoitar no centro logístico. O segundo problema logístico consiste na entrega dos suprimentos para as operações *offshore*. É preciso transportar substâncias químicas, máquinas e eletricidade. Provavelmente teremos plataformas especializadas dedicadas à geração de energia e outras à mistura de substâncias químicas para os fluídos de perfuração.”

Uma das dificuldades para a criação desses centros é a de garantir uma estabilidade suficiente em mar agitado a fim de permitir uma ancoragem eficiente, bem como a chegada e saída de barcos e helicópteros. “Todo mundo pensa que é fácil, mas não é,” afirmou José Formigli, gerente de operações do pré-sal da Petrobras. “E a que custo? Já nos ofereceram até porta-aviões para servir de centros logísticos. Mas os porta-aviões têm o mau hábito de balançar de um lado para o

outro. O casco é fino, em função da necessidade de imprimir velocidade, e assim, quando estão parados, eles balançam e os helicópteros não conseguem aterrissar.”

Águas ultraprofundas

Na Offshore Technology Conference (OTC) de 2009 em Houston, Formigli explicou a razão pela qual a Petrobras precisa inovar para desenvolver o cluster do pré-sal, em função da escala de produção e das “características singulares” da área: “águas ultraprofundas, locais remotos, poluentes na produção dos fluídos, alto conteúdo de gás no óleo, etc.” Os principais poluentes são o dióxido de carbono e o sulfeto de hidrogênio. Um grande obstáculo, disse Formigli, é a falta de espaço nos deques dos superpetroleiros convertidos para servir de plataformas de produção (FPSOs, do inglês *Floating Production Storage Offloading*), por causa da quantidade de equipamentos especiais necessários para separar e processar o gás natural contido no óleo cru, remover os poluentes e para reinjetar grandes quantidades de gás, dióxido de carbono e água de volta no reservatório a fim de manter a pressão do poço. É por este motivo que a indústria do petróleo mundial procura instalar mais equipamentos de produção no leito do mar.

Os cientistas e engenheiros do Centro de Pesquisas (Cenpes) da Petrobras estão tentando encontrar uma maneira de instalar plantas de processamento automatizadas para separar o petróleo, o gás e a água no leito do mar, a 2.000 metros de profundidade. Prevê-se que tais plantas funcionariam movidas por geradores elétricos submarinos que também bombeariam petróleo e gás através de dutos instalados no fundo do Atlântico Sul, para estações coletoras e terminais a centenas de quilômetros de distância. Sistemas submarinos para separar gases, óleo e água e para injetar água do mar nos poços são protótipos experimentais no leito das bacias brasileiras.

Perdido

A maior conquista da indústria de petróleo até hoje na instalação de equipamentos de produção no leito do mar é a plataforma de Perdido, da Shell, no valor de US\$ 3 bilhões, no Golfo do México, montada sobre um cilindro de aço flutuante a aproximadamente a mesma distância da costa das descobertas de Tupi. “Perdido abriu uma nova fronteira na produção de petróleo em águas profundas,” disse Tyler Priest, historiador da indústria do petróleo na Universidade de Houston. “É a instalação mais avançada do mundo do ponto de visto tecnológico.” Em Perdido, procede-se a perfuração, coleta e separação do petróleo e do gás de 35 poços espalhados sobre uma área de 80 km² no leito do golfo. Equipamentos sensíveis ficam dentro de um hangar pressurizado, do tamanho de um campo de futebol, fincado no leito do golfo para a proteção contra correntes e avalanches submarinas. Os dados operacionais do complexo de Perdido, assim como os do projeto BC-10 da Shell na Bacia de Campos, são monitorados e analisados em um centro de controle remoto em Nova Orleans, nos Estados Unidos. No campo de águas profundas de Parque das Conchas, na Bacia de Campos, a Shell instalou, em 2009, o primeiro sistema de desenvolvimento integrado de bombeamento e separação de gás e petróleo submarinos, mesmo antes de esta tecnologia haver sido usada no complexo de Perdido, cuja operação começou em 2010.

Para produzir petróleo em águas profundas a 300 quilômetros da costa na Bacia de Santos, a Petrobras precisa superar problemas técnicos e logísticos mais graves do que os enfrentados por empresas no Golfo do México, região que representa hoje a fonte de um quarto da produção de petróleo dos Estados Unidos.

As camadas de sal na Bacia de Santos são muito espessas, atingindo 5.000 metros em alguns locais. São maleáveis, movediças e heterogêneas,

com diferentes tipos de sal, mudando de posição à medida que a perfuração vai avançando. “A perfuração no reservatório que se encontra abaixo do sal apresenta desafios assustadores,” observaram em Houston os engenheiros da Petrobras. “De todos os desafios, o deslizamento do sal é o mais comum e o mais difícil de administrar.” As camadas de sal são tão instáveis que podem derrubar o anelo de proteção que envolve o tubo de perfuração e engolir a broca de perfuração. “Os reservatórios de microcarbonatos ainda são pouco conhecidos,” afirmou um engenheiro veterano especializado na área. “O petróleo sai do reservatório a uma temperatura bastante alta e chega num ambiente frio, de apenas 4 graus centígrados, virando cera e entupindo o tubo, a não ser que se permita uma lubrificação contínua do tubo através da adição de substâncias químicas.” A instabilidade das camadas de sal impede a perfuração horizontal para aumentar a recuperação dos reservatórios imediatamente abaixo do sal.

A instalação de gasoduto para levar gás ao continente representa um dos complexos desafios de engenharia enfrentados pela Petrobras no aumento da produção. O petróleo pode ser transportado para o mercado através de viagens de ida e volta de petroleiros, porém o gás necessita de gasodutos. As descobertas do pré-sal obrigaram a Petrobras a cogitar a expansão do mercado do gás em função dos enormes volumes de gás liberados pelo fluxo de petróleo proveniente desses campos gigantes. A queima do gás é proibida por lei agora. O gás pode ser bombeado de volta para os poços para manter a pressão nos reservatórios, porém não nos volumes esperados quando deslançar a produção do pré-sal.

Assim, o *Allseas Solitaire*, o maior navio do mundo para lançar dutos, navegou em 2010 pela Bacia de Santos instalando 200 quilômetros de dutos de 18 polegadas no leito marinho a 2.200 metros de profundidade, para ligar a descoberta Tupi/Lula

com as do campo de gás Mexilhão, de águas rasas, e a uma planta de processamento. Ao longo da década passada, as empresas de oleodutos acompanharam a exploração do petróleo para profundidades oceânicas cada vez maiores, superando os obstáculos do leito submarino irregular, passando por morros, vales e trincheiras, para instalar dutos enormes, percorrendo centenas de quilômetros. Tais dutos são projetados para resistir à corrosão, furacões, terremotos, deslizamentos de lama, erosão e às pressões das águas profundas, sendo necessários minuciosos levantamentos geológicos para planejá-los. As seções de tubulação são revestidas de concreto pesado e epóxi, com o objetivo de protegê-las da flutuação e danos causados pela fauna marinha como marisco, sen-

As sondas de perfuração são locais perigosos para trabalhar, cheios de equipamentos pesados.

do soldadas no navio antes de baixá-las no oceano. O *Allseas Solitaire*, de 300 metros, tem aproximadamente o mesmo comprimento que o maior dos porta-aviões, sem contar o guindaste de 100 metros usado para lançar os dutos para o fundo do oceano. O navio, que transporta a bordo 22.000 toneladas de tubos, consegue manter-se no local através de propulsores posicionados por satélite. Pelo menos 10 outros oleodutos deste tipo serão necessários para a Bacia de Santos à medida que o desenvolvimento vá se acelerando. Até 2020, a Petrobras pretende perfurar mil poços, 40% para exploração e 60% para produção, a um custo total de US\$ 100 bilhões.

O diabo está nos detalhes

A instalação de dutos é apenas uma das centenas de operações comple-

xas necessárias para transformar em produção as descobertas em águas profundas. As exigências da gestão do projeto vêm testando a Petrobras, como poucas empresas foram postas à prova na história da indústria de petróleo. No gerenciamento desses enormes projetos, cheios de riscos, o diabo está nos detalhes.

Os riscos da exploração e produção em águas profundas foram amplamente expostos em abril de 2010 com o repentino vazamento ocorrido no poço Macondo da BP no Golfo do México, um acidente com muitas ramificações políticas, econômicas e ecológicas, provocado pela manutenção defeituosa e pelo erro em controlar rapidamente um vazamento de gás que provocou uma explosão. A *Deepwater Horizon* de US\$ 560 milhões era uma plataforma de 33.000 toneladas flutuando sobre pontões, dinamicamente posicionada por enormes propulsores, com uma torre de 20 andares acima do deque superior. Tratava-se de um titã da frota da Transocean, a maior empreiteira de perfuração do mundo, que operava com 11 plataformas no Golfo do México e outras 11 em alto mar no Brasil.

Um ano antes de explodir, queimar e afundar numa tentativa de proceder à vedação adequada do poço Macondo, matando 11 membros da tripulação, o *Deepwater Horizon* estabeleceu um recorde mundial ao perfurar 10.683 metros abaixo da superfície da água no campo vizinho de *Tiber* da BP. Falhas humanas e técnicas, inclusive negligência de protocolos de manutenção relativos a equipamentos complexos, venceram sistemas de segurança redundantes. No dia do acidente, os gerentes da Transocean e da BP estavam debatendo na plataforma as tarefas acumuladas ainda por serem executadas, para um relatório de auditoria de segurança da BP que listava 390 itens, e que exigiria 3.345 horas-homem de trabalho.

“As modernas sondas de perfuração de petróleo e gás e as plataformas de produção são enormes máquinas

flutuantes, dotadas de poderosos motores responsáveis por manter dentro de formações geológicas os grandes volumes de hidrocarbonetos altamente combustíveis a altas temperaturas e pressões,” segundo um relatório sobre o acidente encomendado pelo presidente Barack Obama. “As sondas de perfuração são locais onde é perigoso trabalhar, cheios de equipamentos pesados, substâncias químicas que apresentam riscos, e petróleo e gás inflamáveis – tudo isso cercado por um ambiente distante da costa e em mar aberto, onde as condições climáticas e da água podem mudar de forma repentina e dramática.” A comissão acrescentou que as causas do acidente de Macondo “tinham como raiz falhas sistêmicas da gestão da indústria em geral, que se estendiam além da BP para as empreiteiras,” todas operando no mundo inteiro.

Desastres na escala do *Deepwater Horizon* são raros, mas outros, evitados por um triz, são comuns. Nos meses que precederam ao acidente de Macondo, uma explosão ocorrida em águas australianas provocou um vazamento que durou semanas no Mar do Timor. No Golfo do México, numa plataforma pertencente à Noble, empreiteira proprietária de 71 plataformas de perfuração no mundo, um poço sem controle deslocou uma peça

de duas toneladas de um equipamento no deque, provocando uma correria dos trabalhadores em busca de segurança. Um vazamento de gás, cuja explosão poderia ter sido provocada por uma mera faísca numa plataforma de produção em águas norueguesas do Mar do Norte, por pouco não terminou em um desastre como o de Macondo.

No litoral americano do Golfo do México, houve, durante o ano de 2009, 28 importantes derramamentos de petróleo, vazamentos de gás e episódios com trabalhadores que perderam o controle de poços, registrando um aumento da ordem de dois terços com relação ao ano de 2006. Na porção britânica do Mar do Norte, houve 85 incidentes sérios no último ano, registrando um incremento de 39% com relação a 2009. Na Noruega, houveram 37 casos semelhantes em 2009, com um índice 48% superior a 2008. Na Austrália, ocorreram 23 quase rupturas no primeiro semestre de 2010, dobrando o índice de ocorrências registrado em 2009. Os recordes de acidentes, de acordo com os dados fornecidos pelos governos desses quatro países, foram divulgados por um estudo conduzido pelo *The Wall Street Journal*, para o qual as autoridades brasileiras se recusaram a fornecer dados.

As descobertas em águas profundas na Bacia de Santos encontram-se a cerca de 300 quilômetros da costa, duas vezes mais distantes do litoral do que o poço de Macondo da BP no Golfo do México. Gabrielli advertiu: “A indústria não desenvolveu nem tecnologia nem equipamentos para dar uma resposta rápida e adequada a um acidente dessas proporções,” acrescentando que “barreiras de contenção não funcionam adequadamente, a perfuração de poços de alívio alternativos é muito demorada e as tecnologias de coleta de petróleo são insuficientes. Precisamos melhorar a capacidade de mobilização fora da empresa, das forças armadas, dos governos estaduais e municipais e da defesa civil.” A Petrobras está procurando evitar problemas deste tipo após ter sofrido, nas últimas décadas, quatro acidentes importantes em alto mar, com grande número de mortes e a perda da plataforma P36 em 2001 na Bacia de Campos. Gabrielli argumentou que as descobertas da Bacia de Santos são tão distantes da costa que um vazamento de grandes proporções poderia não causar danos à ecologia litorânea, apesar de tal distância poder frustrar os esforços de resgate dos navios e helicópteros na preservação de vidas e equipamentos.

5. O desafio industrial

José Sérgio Gabrielli de Azevedo, de 61 anos, em breve poderá tornar-se o presidente mais longo nos 57 anos da história da Petrobras, empresa onde muitos de seus 33 presidentes duraram apenas meses. Os que o precederam no cargo eram generais do exército, políticos, sindicalistas, advogados, banqueiros, engenheiros, economistas e geólogos. Economista com doutorado na Universidade de Boston e membro do Partido dos Trabalhadores (PT), Gabrielli foi nomeado por Lula para presidir a Petrobras em 2005

após ter ocupado o cargo de diretor de finanças e relações com investidores durante dois anos. Incansável viajante internacional que proclama eloquentemente as realizações e as ambições da Petrobras aos investidores e à imprensa, Gabrielli também navega com habilidade nas turbulentas águas da política brasileira. Enquanto isso, diz às diferentes plateias que o programa de investimentos da Petrobras é hoje o maior da indústria mundial do petróleo, apesar de também expressar sua preocupação com “áreas críticas, de

estrangulamentos” na cadeia de suprimentos.

“Uma delas é a das sondas de perfuração,” afirmou. “Uma sonda leva de três a quatro meses para perfurar um poço em 2.000 metros de água. Um FPSO (superpetroleiro convertido em plataforma de produção), torna-se o centro de um sistema de produção, atende à produção de 15 ou 20 poços. Assim, com uma sonda, leva-se quatro anos para criar um sistema de produção. As sondas são críticas e o Brasil ainda não as produz. Também

carecemos de sistemas submarinos, tubulações para ligar o leito do oceano à superfície. Precisamos avançar na área das grandes turbinas-compressores, que são geradores de eletricidade flutuantes movidos a gás. Estamos falando de quantidades gigantescas de equipamentos. Cada sistema produz de 100.000 BD a 180.000 BD. Portanto, se vamos produzir 4,5 milhões de BD até 2020, necessitaremos de 41 desses sistemas. Cada sistema custa US\$3 bilhões. Para operar, cada um vai precisar de uma média de cinco navios de apoio.” A Petrobras planeja acrescentar 810 navios de tamanhos e complexidade diferentes, inclusive petroleiros e barcos de apoio (rebocadores, manipuladores de âncora, extintores de incêndio, etc.) à sua frota até 2020.

Em agosto de 2011, Gabrielli disse a investidores em Londres que as descobertas brasileiras do pré-sal estariam “na mesma curva de produção dos 10 primeiros anos do Mar do Norte,” que atingiu um pico de 6 milhões de BD em 1999. Porém, o Mar Norte não levou apenas uma, mas quatro décadas para que a produção atingisse seu pico após a descoberta do campo de gás de Groningen na Holanda em 1959.

Contudo, há uma diferença crucial entre a estratégia do desenvolvimento do petróleo em águas profundas no Brasil e no Mar Norte. Enquanto a costa do Brasil é dominada por uma empresa, a Petrobras, como operadora e compradora de equipamentos e serviços, o desenvolvimento do Mar do Norte, bem como o do Golfo do México, foi ativado por muitas empresas, algumas vezes num processo de concorrência, outras de cooperação, engajando milhares das cabeças mais brilhantes nas áreas de geologia e engenharia com o intuito de desenvolver novas tecnologias e métodos de trabalho para a produção de petróleo e gás em um ambiente marinho extremamente inóspito. Essas empresas contemplam as líderes – Exxon, Shell, BP, Texaco, Gulf, Mobil e Socal –, bem como a Statoil da Noruega, a Norske Hydro e também dezenas de

empresas menores independentes, como Phillips, Occidental, Conoco, Sohio, Hess e Amoco. Tais empresas, por sua vez, criaram um intenso mercado competitivo para centenas de firmas que oferecem suprimentos de campos petrolíferos, serviços e equipamentos, como clusters desenvolvidos nos antigos portos de pesca de Stavanger (Noruega) e Aberdeen (Escócia). Contrastando com isso, o emergente setor de suprimento *offshore* do Brasil é pesadamente dependente de pedidos de um único comprador e em financiamento pelo governo.

Hoje, o Brasil é o maior mercado do mundo em bens e serviços na indústria do petróleo *offshore* e a Petrobras, a maior compradora individual. No entanto, a escala, o custo e a complexi-

Os equipamentos e serviços mais avançados são fornecidos por oligopólios multinacionais.

dade de tais necessidades impõem desafios à indústria brasileira na busca de uma maior participação nas oportunidades de negócios. “O grande gargalo e risco do desenvolvimento do pré-sal reside na incapacidade dos fornecedores em entregar navios, equipamentos e máquinas em tempo e a um custo razoável,” advertiu Gabrielli. “Quando falo de equipamentos, estou me referindo a milhares de sistemas, sendo alguns sumamente críticos.”

De acordo com um estudo conduzido pela empresa de consultoria Booz & Co., a Petrobras vai comprar ou alugar um valor equivalente a US\$ 400 bilhões em equipamentos e serviços ao longo desta década. No que tange à exploração e desenvolvimento em águas profundas nos próximos anos, espera-se que a Petrobras encomende 330 turbinas-geradoras, 610.000 válvulas,

10.000 quilômetros de cabos elétricos submarinos (umbilicais), 17.000 quilômetros de tubulações verticais flexíveis (*risers*), 4,8 milhões de toneladas de aço, milhares de equipamentos submarinos complexos, que demandarão 68 milhões de homens-hora de engenharia e um bilhão de horas de trabalho de construção e montagem. Ainda falta comprovar se a Petrobras terá condições de mobilizar um número suficiente de técnicos qualificados para formular e gerir com eficiência pedidos deste porte e complexidade, sem corrupção e vazamentos de informações confidenciais.

Em 2009, os pedidos feitos pela Petrobras dominavam o mercado mundial de sistemas de produção de flutuação em águas profundas, principalmente os FPSOs, que recebem, armazenam e despacham petróleo e gás do leito oceânico, com 23 dos 49 FPSOs operando em escala mundial junto a 10 das 17 plataformas de produção semi-submersíveis usadas em nível global. Até 2020, as operações da Petrobras deverão absorver 58 sondas de perfuração adicionais (a um custo que ultrapassa os US\$ 600 milhões cada), outras 45 plataformas de produção, além de mais 309 superpetroleiros e navios de apoio. As sondas para águas ultraprofundas são arrendadas de empresas de petróleo a um valor diário perto de US\$ 500.000 para a perfuração de poços de exploração que custam US\$ 100 milhões cada, incluindo-se aí os serviços de apoio geofísicos e logísticos.

A escala e complexidade das operações em águas profundas empregam milhares de empreiteiras, desde as empresas multinacionais gigantes, como a Schlumberger e a Halliburton, até pequenas empresas que ocupam nichos tecnológicos. Outras fornecem navios de abastecimento e outras, ainda, serviços de hotelaria e de alimentação para trabalhadores que ficam no mar durante semanas a fio nas sondas e plataformas.

A Petrobras está recomendando à ABIMAQ (Associação Brasileira da In-

dústria de Máquinas e Equipamentos) que convença os fabricantes estrangeiros a fixar suas operações no Brasil, se possível em parcerias com empresas locais. Deficiências no ensino básico e em pesquisas, tanto na área pública como privada, deixaram o Brasil numa situação de falta de mão de obra qualificada, impedindo a adoção das estratégias das nações mais desenvolvidas.

Os equipamentos e serviços tecnicamente mais avançados são fornecidos por oligopólios multinacionais que controlam 90% de seus mercados especializados. A maioria criou subsidiárias locais ou adquiriu ou ainda se associou a empresas brasileiras para cumprir as regras de conteúdo local. A Rolls-Royce está investindo US\$ 60 milhões para construir uma fábrica para fornecer turbinas-geradores para plataformas em alto mar, que necessitarão de componentes de fornecedores brasileiros. A General Electric, por sua vez, está investindo US\$ 120 milhões para aumentar sua capacidade de fabricação das chamadas “árvores de natal” e tubulações flexíveis (*risers*) após gastar US\$ 1,3 bilhão para adquirir a Wellstream, uma empresa britânica que produz tubulações avançadas no Brasil. Quanto à Caterpillar, a empresa produzirá geradores e motores para navios de apoio.

À medida que o setor petroleiro mundial migra para águas mais profundas, os desafios tecnológicos levam a Petrobras e seus principais fornecedores a ter que inovar continuamente. As multinacionais mais poderosas, como Schlumberger, GE, Baker Hughes e FMC, estão abrindo laboratórios nas proximidades do Cenpes, no Rio de Janeiro.

O estudo da Booz descobriu que os fornecedores brasileiros poderiam ser competitivos em estaleiros, sistemas elétricos, engenharia de base, apoio logístico para operações *offshore* e construção/montagem de grandes sistemas e módulos, como os levados a cabo pelas construtoras Camargo Corrêa e Queiroz Galvão no Estaleiro Atlântico Sul (EAS) no porto de Sua-

pe em Pernambuco em parceria com a Samsung Heavy Industries da Coreia, líder mundial na produção de sondas para águas profundas. Nos estaleiros brasileiros os custos são praticamente o dobro dos da Coreia, que se beneficia de economias de escala e de melhor organização e qualificações.

A Petrobras lançou uma licitação junto a estaleiros brasileiros para a compra de 28 sondas a serem entregues até 2017, contudo aceitou apenas uma proposta de sete navios de perfuração a um custo total de US\$ 4,65 bilhões do Estaleiro Atlântico Sul. Rejeitou as demais propostas por apresentarem um valor 20% superior aos preços internacionais. A Petrobras espera receber em 2011 uma encomenda feita de nove sondas alugadas, sendo quatro capazes de perfurar a uma profundidade oceânica de 3.000 metros. Está também assumindo uma participação acionária de 10% numa nova empresa holding, a SETE Brasil, para comprar sondas para arrendar para a Petrobras, com capital fornecido por fundos de pensão de empresas estatais e investidores institucionais estrangeiros como forma de manter as sondas fora do balanço da Petrobras. Almir Barbassa, diretor de finanças da Petrobras, disse que seria necessário “algo como US\$ 20 bilhões” para esses negócios, com 20% a 30% provenientes de capital de acionistas da SETE Brasil e o resto emprestado. Esses projetos de estaleiros são 100% financiados pelo governo. O Estaleiro Atlântico Sul (EAS) faz parte do novo complexo industrial no porto de águas profundas de Suape na antiga zona da mata de Pernambuco. Máquinas digitalizadas cortam e formatam chapas de aço que são içadas por guindastes gigantes, com capacidade de transporte de 1.500 toneladas, para a montagem em doca submersa. O EAS possui em carteira pedidos da Petrobras equivalentes a vários bilhões de dólares, para 20 superpetroleiros e sete navios perfuradores de águas profundas. A Samsung projetou o novo estaleiro e mandou 26 de seus técnicos para Pernambuco a fim de capacitar

os funcionários do EAS em diferentes especialidades. O EAS, por sua vez, enviou 22 brasileiros para passar um período de 75 dias com o intuito de aprender métodos de produção no estaleiro da Samsung na Coreia do Sul. A produtividade ainda é baixa, com uma necessidade de 160 homens-hora para a produção de uma tonelada de aço fabricado, comparado a 22 horas na Coreia do Sul. Altamente disciplinado, dotado de métodos sofisticados de montagem em série, o estaleiro coreano entrega 60 petroleiros e navios perfuradores por ano. Ainda considerado principiante, o EAS entregaria apenas um petroleiro e um casco de plataforma em 2011. O EAS vem sendo financiada desde 2007 por empréstimos governamentais que totalizaram R\$ 5,7 bilhões.

“Construímos o estaleiro e o primeiro navio simultaneamente,” disse um gerente de produção. “Temos que galgar a curva de aprendizado. Não vamos competir com os coreanos. Vamos apenas fazer o trabalho básico. Estamos limitados pela falta de engenheiros experientes. Dá para treinar um soldador em um ano, porém um engenheiro se torna realmente útil só depois de cinco anos. Quando terminaram os grandes projetos do governo na década de 80 e 90, muitos engenheiros que haviam perdido o emprego acabaram dirigindo táxis. Eles não voltam para a profissão.” Para atender os padrões de qualidade, o EAS recrutou técnicos brasileiros de ascendência japonesa, os *decasséguis*, que tinham trabalhado na produção no Japão.

Por enquanto, o progresso é lento, com os soldadores desempenhando um papel crítico. “Um navio é feito de chapas de aço,” afirmou Paulo Kempers, um engenheiro que foi para a Coreia do Sul para ser treinado. “As chapas de aço são responsáveis pela maior parte do custo de um navio, representando a solda 2,5% de seu peso. Sem uma boa solda, a estrutura do navio se enfraquece impossibilitando-o de enfrentar condições adversas no mar ou de alcançar a vida útil para a

qual foi projetado.” Ancorado no cais encontra-se o primeiro superpetroleiro do estaleiro, o *João Cândido*, nome do herói dos marinheiros negros que lutou contra os castigos corporais na chamada Revolta da Chibata, na Marinha do Brasil, em 1910. O navio está ancorado e aguardando reparos devido à pressa a que foram submetidos os trabalhadores para entregá-lo a tempo para o discurso de Lula para seu lançamento no ano passado. Por ocasião da cerimônia, Gabrielli anunciou que o *João Cândido* estava inaugurando “um novo ciclo” do setor de construção naval brasileiro. No início deste ano, vários gerentes do primeiro escalão da EAS foram demitidos.

Pouco a pouco, a EAS vem treinando soldadores, inclusive várias mulheres que antes dependiam do Bolsa Família. Ione de Oliveira, 30 anos, concluiu o ensino médio e trabalhou

como ajudante de cozinha num hotel de turismo, com o auxílio do Bolsa Família, antes de ficar entre os 400 candidatos selecionados dos 5.000 numa prova em 2007, passando por reforço escolar em língua portuguesa e matemática, antes de estudar a teoria da soldagem. “No começo, errei muito e não conseguia enxergar os defeitos,” disse Ione, que trabalha agora como líder de equipe. “Não basta uma solda parecer boa. Precisa ser boa por dentro. Por isso testamos com raios X, ultrassom e partículas magnéticas.”

De acordo com o estudo da Booz, os fornecedores brasileiros alegam que sua competitividade é solapada pelos altos tributos e taxas de juros, pela falta de técnicos, infraestrutura deficiente e escassez de crédito de longo prazo. Fazem pouca pesquisa industrial, exportam pouco e ficam na dependência da Petrobras. Suas fábricas

trabalham geralmente com um único turno, deixando uma capacidade excedente que poderia ser explorada caso venham a se tornar competitivas. Para eles será difícil competir nas atividades de alta tecnologia como levantamentos sísmicos, equipamentos e serviços de perfuração, fabricação de turbinas-geradores e medição de automação e controle. De forma geral, os custos no Brasil são 55% mais elevados do que os preços do mercado mundial para equipamentos comparáveis, e em alguns casos até bem mais altos, sem ter a capacidade de oferecer materiais críticos de alta tecnologia. Com uma falta exasperante de profissionais qualificados, as empresas brasileiras de engenharia gastam até seis vezes mais homens-hora do que empresas estrangeiras em projetos similares. Alguns tipos de válvulas custam quatro vezes mais do que as importadas.

6. Recursos humanos

Desde a sua criação há seis décadas, a Petrobras desenvolveu, a partir de uma base rudimentar, um sistema robusto de conhecimentos. Porém, a Petrobras não é o Brasil. Embora a Petrobras tenha investido maciçamente no desenvolvimento de um quadro técnico de qualidade internacional, a classe política brasileira recusou, e ainda se recusa, a se engajar nos esforços necessários para dar à maioria dos brasileiros a oportunidade de um ensino público decente. Muitos na indústria de petróleo acreditam que a falta de mão de obra qualificada constitui o maior impedimento ao desenvolvimento das enormes descobertas de petróleo no Atlântico Sul.

A Petrobras enviou centenas de seus geólogos e engenheiros mais promissores ao exterior para estudos avançados, gerando o sistema de conhecimentos que viabilizou as descobertas em águas profundas dos anos recentes. Entretanto, o ensino básico da maioria dos brasileiros foi relegado

ao fracasso, à negligência, aos incentivos perversos e à manipulação política com vistas ao benefício de curto prazo de prefeitos e governadores. Numa economia superaquecida, agora famosa por ser um mercado consumidor com muita riqueza de recursos naturais, a necessidade premente de encontrar mão de obra qualificada está impulsionando a criação de ambiciosos programas governamentais para construir capacidade humana destinada a superar as falhas do ensino básico.

A equipe técnica da Petrobras está sobrecarregada enquanto se empenha, muitas vezes heroicamente, em gerenciar tantos projetos grandes e complexos. “Há um limite para o que uma empresa pode fazer com a quantidade finita de recursos essenciais, tais como profissionais, equipamentos e fornecedores,” diz um economista. “Obviamente, há um ponto além do qual os riscos pesam mais que os benefícios.” Um motivo dado confidencialmente

para a criação de uma nova “reserva estratégica” para as descobertas do pré-sal foi conter o êxodo de técnicos da Petrobras rumo às empresas privadas visando salários mais altos. Estas incluem empresas estrangeiras que operam no Brasil – Shell, Chevron, Statoil e BP – bem como novas companhias brasileiras – OGX, HRT e Queiroz Galvão E&P – empregando antigos executivos da Petrobras. À Petrobras falta uma política de quarentena para executivos demissionários com acesso a informações confidenciais. Enquanto os executivos brasileiros de ponta no setor privado ditam salários mais altos do que aqueles que prevalecem nos Estados Unidos ou na Europa, a Petrobras recruta seus executivos de carreira por meio de concurso. Eles progridem e passam a gerenciar recursos e ativos desproporcionais aos seus rendimentos. No setor privado, Paulo Mendonça, ex-gerente executivo de exploração da Petrobras, recebeu US\$12 milhões

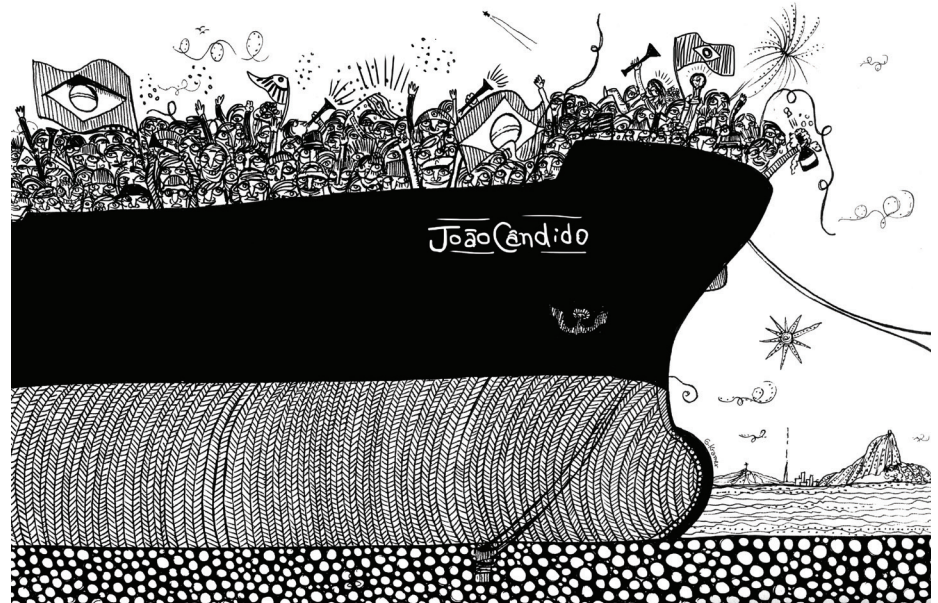
como presidente da OGX em 2010, cerca de 12 vezes mais do que o presidente da Petrobras. Marcio Mello, antigo geólogo da Petrobras, recebeu cerca da US\$ 4,5 milhões como chefe da HRT, uma nova empresa criada em 2008.

Novas habilidades

A Petrobras busca urgentemente desenvolver novas habilidades. A Universidade Petrobras, no Rio e Salvador, ministra treinamento e reciclagem a 70 mil funcionários anualmente. O PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria Nacional) procura treinar trabalhadores para os fornecedores da Petrobras. O governo faz anúncios bombásticos de novos programas emergenciais: o PRONATEC (Programa Nacional de Acesso ao Ensino Técnico e ao Emprego) com vistas a oferecer oito milhões de vagas em 2014 em 800 escolas técnicas e institutos federais; a E-Tec (Escola Técnica Aberta do Brasil) para ministrar ensino à distância a 263.000 alunos até 2014; o Programa de Estudo no Exterior visando 100.000 bolsas em universidades estrangeiras até 2014, ano da próxima eleição presidencial. Esses anúncios ignoram a falta de instrutores qualificados para os cursos de formação técnica existentes, deixando 20.000 alunos sem aulas nos institutos federais.

O PROMINP, lançado em 2003, planeja treinar 247 mil pessoas até 2013 para os fornecedores da Petrobras, inclusive soldadores, engenheiros mecânicos, operadores de guindastes, tratores e máquinas-ferramentas, engenheiros especializados em tubulações e em projetos tridimensionais e auxiliados por computador, em todas as mais de 800 ocupações.

José Renato de Almeida, veterano da Petrobras que dirige o PROMINP, afirma: “Foi difícil preencher as 78 mil vagas nos cursos, em função do baixo nível de escolaridade dos candidatos. A maioria necessitava de cursos de reforço em língua portuguesa e matemática para que pudesse ler ma-



nais impressos e fazer cálculos simples antes de começar o treinamento para o trabalho. Temos carência de instrutores e de oficinas adequadamente equipadas. Muitos alunos largam o curso e sua bolsa mensal de R\$ 300,00. O presidente Lula foi até Pernambuco para entregar diplomas, mas os graduados ainda não dispunham de habilidades para iniciar o trabalho. Empresários recusam-se a investir no treinamento de nossos graduados por temor de que eles peçam demissão mais tarde, seduzidos pela melhor remuneração oferecida por outros empregadores.”

Com um orçamento de R\$ 228 milhões, o PROMINP concentra seus esforços nos centros de treinamento do “Sistema S,” operados por associações empresariais - Senai, Senac, Senap, etc. A Confederação Nacional da Indústria (CNI) duvidou dos resultados do treinamento oferecido pelo Sistema S e encomendou um estudo externo desses programas. “A escala da demanda para trabalhadores treinados excede em muito a capacidade de treinamento do Senai,” afirmou um dos pesquisadores. No Estaleiro Atlântico Sul em Pernambuco, três mil ex-cortadores de cana foram treinados como soldadores pelo Senai na vizinha cidade do Cabo, mas quase todos foram recusados pelo estaleiro.

Na grande expansão do pré-sal, a

Petrobras está construindo duas novas torres de escritórios no Rio de Janeiro, onde seus funcionários se espalham entre 12 prédios diferentes, e outra torre no porto de Santos para abrigar a nova equipe e funções relacionadas às novas descobertas. Mas há uma lacuna demográfica que separa as gerações de funcionários da Petrobras. De acordo com Gabrielli, “40% de nossa equipe está conosco há menos de nove anos e outros 60% estão conosco há mais de 19 anos e estão próximos à aposentadoria. Dez anos separam essas duas gerações de empregados em razão da retração ocorrida em toda a indústria mundial de petróleo devido aos baixos preços internacionais dos anos 80 e 90.” Vários técnicos aposentaram-se prematuramente, alguns porque trabalhavam em empregos de alto risco e outros porque aceitaram demissões voluntárias, vários deles com apenas 45 ou 50 anos de idade. Um diretor de recursos humanos afirmou: “Aposentamos a nossa base de conhecimentos e depois contratamos consultores.”

Esta mudança no quadro de pessoal provoca uma amarga controvérsia em relação à terceirização. A Petrobras afirma que usa 291 mil pessoas não diretamente incluídas em sua folha de pagamento, frente a 77 mil funcionários regulares, dos quais 26 mil foram contratados desde 2001. A Petrobras

diz que pretende contratar mais seis mil funcionários até 2013. Sendo amplamente praticada no setor privado, a terceirização possibilita à Petrobras adquirir flexibilidade, limitando, ao mesmo tempo, os generosos benefícios obtidos por seu quadro regular.

O Ministério Público reclama que a Bureau Veritas, empresa estrangeira que realiza vistorias e certificações em 140 países, contratou um engenheiro aposentado da Petrobras para selecionar e treinar engenheiros terceirizados e inspecionar operações nas plataformas e navios especializados que, por exemplo, colocam tubulações no mar e usam robôs para inspecionar equipamentos submarinos. A controvérsia a respeito da terceirização envolve disputas sobre normas de conteúdo local no fornecimento de equipamentos demandados pela Petrobras para exploração e produção em águas profundas.

A respeito dessas práticas, o Professor Tyler Priest da Universidade de Houston, destaca: “A terceirização de

serviços no setor *offshore* é o formato padrão de realizar negócios, e tem sido assim desde o início da indústria nos anos 40 e 50. Com o passar do tempo, as operadoras passaram a terceirizar cada vez mais, incluindo as sondagens sísmicas. A partir dos anos 90 as terceirizações incluíram também a pesquisa e o desenvolvimento que, tradicionalmente, eram realizados internamente. Hoje em dia, praticamente tudo é terceirizado por empresas especializadas: aquisição de sondagem sísmica, perfuração, fabricação, transporte, instalação, serviços de poços, engenharia submarina, fornecimento de alimentação, só para citar alguns. As operadoras mantêm aquilo que lhes confere vantagem competitiva (como interpretação sísmica) ou que é necessário para gerenciar riscos (como projeto e engenharia de poços) internamente. Mesmo assim, ao que parece, a Petrobras terceiriza muito menos do que operadoras que são empresas de capital aberto.”

Até que os brasileiros se comprometam com um esforço coerente e duradouro para aprimorar a qualidade do ensino público, eles ficarão com uma parcela cada vez menor do valor agregado nos equipamentos e serviços necessários para desenvolver projetos em águas profundas e outros projetos industriais complexos. Por exemplo, a empresa norueguesa Subsea 7 venceu um pedido no valor de US\$ 1 bilhão da Petrobras para o fornecimento de quatro boias de 9.900 toneladas a serem instaladas 250 metros abaixo da superfície oceânica nos campos de Lula e Guarás, além de 27 tubos flexíveis com um comprimento total de 3,9 quilômetros para ligar as plataformas aos poços submarinos. A multinacional FMC venceu outro contrato no valor de US\$ 130 milhões para fornecer sistemas de separação de petróleo e gás no leito marinho, operados por robôs. Esses sistemas serão montados no Brasil, mas ainda assim, a maior parte de seu valor agregado será gerada no estrangeiro.

7. A sedução grandiosa

O programa de investimentos da Petrobras para 2011-15, no valor de US\$ 225 bilhões foi restringido para coibir o superaquecimento da economia brasileira e impedir que esses investimentos excedam a capacidade financeira e operacional da companhia petrolífera estatal. Luciano Coutinho, presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e membro da diretoria da Petrobras, afirmou que a empresa “deve buscar metas mais realistas.”

O programa abrange 688 projetos custando mais de US\$ 25 milhões cada um e três mil projetos custando menos que isso. Entre esses projetos estão quatro novas refinarias, a compra e o aluguel de instalações de perfuração e produção em águas profundas, gasodutos, superpetroleiros, produtos petroquímicos, geração de eletricidade

e instalações para a produção e transporte de etanol e biodiesel. Gabrielli afirmou que a Petrobras quer se tornar a maior produtora brasileira de etanol derivado do açúcar até 2015, enquanto constrói um novo duto de etanol. Embora a Petrobras não tenha construído nenhuma nova refinaria de petróleo desde 1980 e agora importe grandes volumes de produtos refinados, a decisão de construir três novas refinarias no nordeste, longe dos principais mercados, foi criticada como uma concessão aos aliados políticos de Lula. “A realidade é que a Petrobras está atolada de projetos,” afirma um veterano da empresa que desempenhou um papel crucial no desenvolvimento dos campos da Bacia de Campos. “A capacidade da Petrobras em gerenciar esses projetos já foi sobrepujada há algum tempo.”

Cessão onerosa

A escala e complexidade dos esforços para financiar os investimentos da Petrobras valem um novo escrutínio. Dos US\$ 70 bilhões captados nos mercados de ações em setembro de 2010, US\$ 45 bilhões constituíam em dinheiro do governo. Seu fundo soberano e o BNDES compraram US\$ 16 bilhões em ações da Petrobras, aumentando as ações com direito a voto do governo de 58% para 64%. Como parte desta transação circular, o Ministério da Fazenda tomou um empréstimo de R\$ 30 bilhões [US\$ 18 bilhões] para emprestar ao BNDES, para que este pudesse comprar ações da Petrobras. A Petrobras pagou US\$ 45 bilhões ao Tesouro para comprar, através de cessão onerosa, direitos de exploração para produzir até cinco bilhões de barris de petróleo de po-

tenciais reservas situadas em sete campos de pré-sal da Bacia de Santos. Os ganhos esperados dessa cessão onerosa tem por base somente os levantamentos sísmicos e em um único poço perfurado em Franco, visto como o maior desses campos. O pagamento de US\$ 45 bilhões (R\$ 74 bilhões) pela Petrobras ao Tesouro fazia parte de manobras complexas para equilibrar as contas fiscais, embora os críticos argumentem que a Petrobras pagou a mais por esses novos prospectos em águas profundas. Ainda assim, a flutuação das ações permitiu à Petrobras um influxo líquido de fundos de cerca de US\$ 25 bilhões, um recorde histórico para os mercados de capitais mundiais.

Os projetos de investimento são tão variados e ambiciosos que a Petrobras precisaria captar mais capital dentro de poucos anos, estimados em US\$ 36 a 60 bilhões em novos empréstimos e US\$ 14 bilhões provenientes da venda de ativos. Nos meses que antecederam a crise financeira de agosto de 2011, a Petrobras não conseguiu tirar proveito dos aumentos dos preços mundiais em função da contenção de preços domésticos da gasolina e do diesel pelo governo em seus esforços de controlar a inflação, limitando o fluxo de caixa livre disponível para seu programa de investimento.

A Petrobras e seus fornecedores continuam a depender de empréstimos do BNDES para sustentar seus programas de investimento, absorvendo uma grande parcela do enorme aumento do empréstimo do Tesouro ao BNDES, que subiu de R\$ 8 bilhões em 2007 para R\$ 296 bilhões em 2011, inclusive um empréstimo de R\$ 55 bilhões anunciado para este ano. Desde 2006, os empréstimos desembolsados pelo BNDES têm crescido 38% anualmente. O volume de seus empréstimos em 2010 para empresas brasileiras foi o triplo de todo o empréstimo do Banco Mundial para mais de 100 países. Os créditos do BNDES representam agora 23% de toda a dívida corporativa brasileira.

Sua capacidade de conceder empréstimos se aproxima da saturação e a expansão de crédito, para a economia brasileira como um todo, torna-se ameaça capaz de reativar a inflação crônica. Foram anunciados planos novos para o BNDES emprestar outros R\$ 500 bilhões (US\$ 320 bilhões) até 2014 para apoiar um novo programa de desenvolvimento acelerado, o Brasil Maior.

A Petrobras pode ter recebido um cálice envenenado dos nacionalistas na sua obrigação legal de tornar-se operadora, com uma participação de no mínimo 30% dos blocos do pré-sal em áreas “estratégicas” das bacias de Santos e Campos. A nacionalista-chefe foi a presidente Dilma Rousseff, que presidiu o conselho de administração da Petrobras até o ano passado. Em função da sobrecarga de compromissos financeiros e dos técnicos da estatal, a Petrobras pode encontrar extrema dificuldade em desenvolver alguns dos sete gigantescos blocos cedidos pelo governo, oficialmente estimados em seu conjunto como contendo o equivalente a cinco bilhões de barris de petróleo. Nos termos do plano de 2011-15, a Petrobras deve expandir os investimentos no pré-sal em US\$ 20 a 50 bilhões, dos quais US\$ 12 bilhões serão gastos nos sete blocos da cessão onerosa. A Petrobras prevê produzir 150 mil barris de óleo equivalente/dia em 2015 a partir de Franco, o maior desses blocos. Análises independentes afirmam que 2019 seria uma meta mais realista.

Dois anos após o governo Lula ter proposto ao Congresso um novo regime legal para as áreas “estratégicas” de águas profundas ainda não cedidas, permanece um impasse legislativo. Um debate acirrado no Congresso sobre o novo regime institucional focou quase inteiramente a distribuição de *royalties* entre os estados e municípios, negligenciando questões técnicas e de governança apresentadas pela exploração e produção em águas profundas. A distribuição de receitas em uma das federações mais descentralizadas do

mundo provocou uma controvérsia amarga nos dois séculos de independência do Brasil, com estados mais pobres da Amazônia e do Nordeste influenciando o poder de veto sobre a nova legislação. O novo regime de partilha da produção fortalece o capitalismo estatal politicamente protegido com amplos poderes discricionários e pouca transparência.

O novo regime, que obriga a participação da Petrobras em 30% dos blocos em áreas “estratégicas” de águas profundas, compreendendo 149.000 km², uma obrigação que poderá sobrecarregar ainda mais a já esticada capacidade financeira, técnica e de mão de obra da empresa. Todas as decisões operacionais, inclusive a contratação de pessoal, fornecedores e prestadores de serviços ficariam sujeitas ao veto dos indicados políticos em uma nova companhia estatal, a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) que foi criada para supervisionar esses empreendimentos de risco.

Custos

Incertezas na economia mundial acrescentam as dificuldades enfrentadas pelas companhias petrolíferas no desenvolvimento de projetos complexos em regiões remotas, aumentando a importância de gestão eficaz em larga escala. Há agora mais de 200 projetos de exploração e produção mundiais com custo acima de US\$ 1 bilhão, dos quais o desenvolvimento do pré-sal no Brasil é o maior. Andrew Gould, antigo diretor da Schlumberger, alertou que muitos desses projetos “sofrem expressivas extrapolações de custos. Como regra, 30% desses projetos excedem o orçamento em 50%.” A inflação de custos é comum na indústria de petróleo no mar. Muitos contratos da Petrobras podem vir a ser revistos em função dos aumentos de custos.

Sob o novo regime de partilha de produção para as áreas “estratégicas” do pré-sal, a questão dos custos deve provocar intensa controvérsia. Seguindo a partilha de produção, a re-



muneração de operadoras divide-se entre “custo do óleo,” que possibilita às empresas recuperar despesas de exploração, desenvolvimento e produção, e “lucro do óleo,” em que os produtores compartilham com o governo conforme previsto em seu contrato. À medida que os custos sobem, a parcela das receitas petrolíferas do governo encolhe e surgem controvérsias que se tornaram endêmicas nos contratos de partilha da produção. As controvérsias são geralmente conciliadas em favor do governo, que age tanto como contratante quanto como regulador.

A questão dos custos solapa os mitos dos recursos ilimitados inspirados pelas descobertas do pré-sal. Esses mitos ocultam outras questões perturbadoras. Gabrielli anunciou que o programa de investimento de US\$225 bilhões da Petrobras para 2011-15 está absorvendo anualmente um décimo da formação de capital fixo bruto do Brasil, em uma nação com um dos menores índices de investimentos pú-

blicos na América Latina. A Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP), uma associação pública/privada, estima que o gasto de capital para petróleo em 2009-12 será US\$ 147 bilhões, ou 60% da totalidade do investimento industrial do Brasil, o que leva os grupos empresariais a temer a falta de capital para outros segmentos econômicos. Assim, formulamos essas perguntas:

O Brasil precisa realmente investir no pré-sal a esta velocidade e escala? Esses investimentos acelerados no pré-sal poderão criar suas próprias distorções? São mais importantes para o futuro do Brasil do que mais investimentos em educação, portos, aeroportos, geração e transmissão de eletricidade, comunicações, saneamento básico e infraestrutura de transportes? Quais são, então, as prioridades? Qual é a estratégia mais segura e mais produtiva?

A ilusão de poder contar com recursos ilimitados no horizonte seduziu as lideranças brasileiras para um triunfa-

lismo precoce, que os faz negligenciar as necessidades básicas do país. Essa sedução grandiosa toma a forma de parasitismo fiscal e de megaprojetos de valor duvidoso, mal concebidos e executados sem cálculos realistas dos custos, que drenarão recursos da economia nas próximas décadas. A classe política tende a esquecer do quão difícil foi consolidar a democracia e acabar com a inflação crônica e como é fácil semear a instabilidade futura. O sucesso do Brasil dependerá da sua capacidade de investir em educação e infraestrutura para tornar sua população mais produtiva. Essas conquistas reais não vem de bilhetes premiados, mas são frutos do esforço dedicado para superar necessidades e limitações. A descoberta de enormes quantidades de petróleo e gás sob as águas profundas do Atlântico Sul cria ilusões perigosas de que as limitações fundamentais foram removidas. As descobertas elevaram as apostas de risco e recompensa para a Petrobras e para o povo brasileiro. ■

Como a Petrobras funciona

José Sérgio Gabrielli de Azevedo

Abaixo respostas do presidente da Petrobras a algumas das questões levantadas no seminário sobre o desenvolvimento do pré-sal, no dia 16 de agosto de 2011, organizado pelo jornal *O Estado de São Paulo* e o Instituto Fernand Braudel de Economia Mundial

Agência Petrobras

Como funciona a Petrobras, um conglomerado envolvido em tantos negócios?

Petrobras não vende só petróleo. A Petrobras vende 380 produtos. Nós vendemos fertilizantes, energia elétrica, combustíveis e gás. Vendemos para exportação, para a BR e para outras distribuidoras. A Petrobras tem uma equipe fantástica. Temos 3.200 gerentes de alto nível e mais 3 mil coordenadores. Temos ainda cerca de dois mil consultores seniores. Atualmente a Petrobras possui 77 mil trabalhadores. Serão 103 mil até 2015. A diretoria, pequena, tem somente seis diretores e um presidente com um time de primeira linha com cerca de cem pessoas. São essas as pessoas que conduzem a Petrobras.

Fizemos duas mudanças extremamente importantes na organização da companhia nos últimos anos. Nós fizemos uma mudança profunda no conceito base da organização. Saímos de um conceito de unidades de negócio, onde você tinha praticamente firmas estruturadas nas diversas áreas da companhia, que é muito importante para você saber a responsabilidade de cada um, mas perde quando isso está crescendo muito rápido. A nossa organização básica agora é o que chamamos de unidade de operação. Separamos os responsáveis por manter os ativos atuais em operação daqueles responsáveis pela introdução de novos ativos. Temos agora, em todas as áreas de negócio, gerências responsabilizadas só pelos projetos novos. A Petrobras apresenta um fenômeno, que não é específico dela, mas que talvez, para nós, seja um pouco mais grave: 52% dos trabalhadores tem menos de nove anos na companhia, e 46% tem mais de 20. Assim, nosso grande desafio agora é misturar as gerações para fazer com que a experiência acumulada dos veteranos seja passada para aqueles com menos de nove anos de empresa.

O programa de investimento

Temos US\$ 224 bilhões no plano de 2010-14 e US\$ 224,7 bilhões para 2011-15. A diferença não é apenas 700 milhões de dólares. Há diferenças estruturais. A primeira mudança é quanto isso



vale em reais. Por conta da valorização da nossa moeda, temos R\$ 389 bilhões em vez de R\$ 419 bilhões, enquanto o valor em dólares é quase igual. Nos próximos cinco anos a Petrobras estará investindo R\$ 2 mil por segundo, durante 24 horas por dia, sete dias por semana, 365 dias por ano. É gigantesco o tamanho do investimento. A segunda diferença importante é a estrutura do plano. Vamos aumentar em US\$ 8,7 bilhões nosso investimento em exploração e produção, totalizando US\$ 117 bilhões. Desses, 65% será no desenvolvimento da produção, 17% com a infraestrutura e 18% na exploração. Dos US\$ 23 bilhões para exploração, um terço será no pré-sal e dois terços em outras áreas.

Riscos

Uma coisa é risco exploratório. Outra coisa é o risco do desenvolvimento. Ninguém disse que no pré-sal não tem risco de desenvolvimento, envolvendo comportamento de reservatório, porosidade e impermeabilidade das rochas. Risco exploratório se mede pelo sucesso dos poços exploratórios. No pré-sal nós temos sucesso exploratório de 87%, comparado com a média mundial de 20 a 25% nessa indústria.

Refinarias

Vivem dizendo que nós temos pressa demais em investir em refinaria. Não é verdade. É o mercado

brasileiro que cresce rapidamente. Hoje é de 2,2 milhões de barris/dia (BD), com uma capacidade de refino de 1,8 milhões BD. Estamos importando diesel, GLP, nafta, querosene de aviação, gasolina e até álcool. No ano passado o PIB brasileiro cresceu 7% e a demanda de gasolina cresceu 19%. Projetando para 2020, vamos ter mais de 3 milhões BD de consumo. Hoje 5% da oferta de derivados no Brasil é importado. Se nós não investirmos em refinarias e o mercado crescer para 3,3 milhões BD, em 2020 vamos estar importando 40% da demanda do mercado brasileiro. Vocês acham que uma empresa que tem o poder de mercado que a Petrobras tem, vai assistir a isso parada? Vai perder a oportunidade de estar em um dos maiores mercados do mundo? Hoje só tem quatro países com o mercado de 3 milhões BD: Estados Unidos, China, Índia e Japão. Com mais de 3 milhões BD, por que vamos cair fora disso? A gente vai investir nesse mercado. Vamos investir US\$ 4 bilhões no refino, a metade disso nas refinarias novas e a outra metade para melhorar as atuais refinarias. Vamos reduzir o enxofre no diesel e na gasolina. Atenderemos plenamente as demandas do Ministério Público para produzirmos diesel de qualidade.

Mar do Norte

Existe a crítica de que o pré-sal deve ser desenvolvido com participação de várias empresas, como no Mar do Norte, em vez de a Petrobras atuar como única exploradora e operadora. Há uma diferença básica entre o que aconteceu no Mar do Norte e o que está acontecendo aqui. No Mar do Norte ocorreu uma curva de crescimento de 1959 até 1999, quando o conhecimento comercial e tecnológico sobre águas profundas ainda era muito pequeno. Nenhuma empresa era dominante em águas profundas. Por isso a diversidade de operadores. Assim, Aberdeen, na Escócia, e Stavanger, na Noruega, se transformaram de portos pesqueiros em indústria naval para fazer plataformas.

O que acontece agora? Agora temos uma empresa que nos últimos 30 anos cresceu em média 10% ao ano. Saiu de terra e foi para águas rasas, quando a produção entre 70 e 160 metros de profundidade representava um desafio. Tivemos que importar jaquetas de 100 metros em 1980. Mas essa empresa nesses anos saiu de águas rasas e foi para águas profundas. Hoje temos 45 unidades de produção em águas profundas. Somando o que possui a segunda, a terceira e a quarta maiores empresas do mundo, juntas elas têm menos que a Petrobras em águas profundas. Então disparadamente a Petrobras é a maior empresa do mundo em águas profundas. É a empresa com o melhor sucesso exploratório em águas profundas no mundo. É a empresa que mais conhece o pré-sal brasileiro. O que acontece é que num primeiro momento você descobre os grandes reservatórios. Começa o desenvolvimento da produção. A produção cresce rápido. Você atinge o pico e começa a declinar. Isso é inevitável. É muito raro encontrar novos reservatórios grandes nessas mesmas áreas. Nesses casos, o que se faz é mover de bacia. Nós tivemos a sorte de que, no momento em que a Bacia de Campos começa a maturar – e lá temos campos produzindo desde 78 – nós encontramos algo que é maior ainda na Bacia de Santos, aqui na nossa costa.

Pode ser que Deus seja brasileiro, mas Deus só ajuda quem trabalha e quem trabalha cedo. Ele ajudou o Brasil e a Petrobras, mas o fato é que quando apareceu essa nova fronteira, maior ainda que a que estava maturada, nos encontrou com uma equipe treinada, com equipamentos conhecidos e com infraestrutura montada, coisas que não aconteciam naqueles dez primeiros anos no Mar do Norte. Por isso que temos tranquilidade para dizer que ser um operador único é um desafio, isso é, mas não é impossível. Nós faremos de uma maneira melhor do que estar com dez operadores diferentes para disputar porto, disputar navios e equipamentos.