

Pré-Sal - Notas & Informações

Fonte: Revista Brasil Energia – Junho 2009

1. O estrategista do pré-sal

05.06.2009/ **Cláudia Siqueira** *José Formigli tenta driblar a superexposição por estar à frente da Gerência Executiva do Pré-Sal. A tarefa não é nada fácil. Afinal, ele tem nas mãos o desafio de comandar um grupo de centenas de pessoas, responsáveis por avaliar e implantar uma estrutura de nada menos que 11 plataformas somente até 2017. Apesar do gigantismo, o executivo não se assusta. Garante que não há barreiras tecnológicas para a fronteira e até brinca com o futuro. "Não diria que teremos pressão, e sim muita animação. Haverá momentos animados, como os resultados do piloto de Tupi"*

Qual a diferença do pré-sal de 2006 para o de hoje?

Em três anos obtivemos ganhos estupendos. A Petrobras descobriu o pré-sal em 2006 com o prospecto de Parati. No mesmo ano descobrimos Tupi, e em 2007 perfuramos um segundo poço na área que também apresentou resultado excelente. De lá para cá perfuramos vários poços, e em todos tivemos sucesso.

A campanha confirmou o modelo geológico e mostrou que ele era bem-sucedido. Confirmamos a extensão da área, que é enorme, e aprendemos a perfurar poços exploratórios na região. Na produção também aprendemos muito, tanto que já instalamos o teste de longa duração.

O carbonato do pré-sal de Santos é muito diferente do carbonato da Bacia de Campos, que parece um mármore de tão fechado. Em Santos ele é microbial, o que lhe dá uma porosidade muito boa. Assim, se conseguíssemos antecipar o TLD, iríamos começar a tirar dúvidas sobre capacidade de produção efetiva, garantia de escoamento, convivência com o CO2 e com a água. Depois, porém, vimos que só isso não seria suficiente. Precisávamos testar o mecanismo de aumento de fator de recuperação. Então decidimos instalar o piloto, com capacidade de injeção de água, injeção de gás e CO2 e aproveitamento do gás.

A injeção de água, CO2 e gás vai aumentar o fator de recuperação em quanto?

A injeção de água isolada aponta para um fator de recuperação em torno de 25% a 30%. Ao injetarmos água alternada com gás, sendo ele hidrocarboneto ou CO2 – e provavelmente vai ser a mistura dos dois –, temos um aumento em torno de 30% desse fator de recuperação. Isso tem um tremendo impacto, porque vamos produzir mais óleo. Concluímos que quanto mais CO2 injetado, mais o fator de recuperação cresce. Ou seja, achar muito CO2 pode ser um ótimo negócio, o que não era inicialmente, pois, além de contaminante, há um volume muito grande do gás.

Houve mudanças quanto ao número de poços?

Sim. No início, considerávamos uma média de 30 poços por unidade de produção. Hoje diminuimos isso para 20. Conseguiremos produzir volumes maiores com menos poços.

Com essas questões resolvidas, quais são as barreiras tecnológicas por vencer?

Não há barreiras, e sim desafios. Não há nada intransponível. Precisamos otimizar mais ainda a perfuração dos poços. Outro ponto importante são os risers, porque a lâmina d'água é de 2,2 mil m. No estágio atual, o pré-sal é economicamente viável. Mas não é só tecnologia: temos de entender que é preciso ter procedimento e disciplina. Isso é fundamental para haver um progresso sustentável, e não o que chamamos de "desempenho serrote". Não significa que é proibido inovar, mas é preciso inovar de forma controlada. Estamos buscando a melhor conjugação de fatores disponíveis no mercado, a preços competitivos. Tudo de que precisamos está disponível.

E a logística? É um desafio?

Há potenciais lugares para ela, mas isso será fechado apenas em 2010. As opções são Rio de Janeiro e São Paulo, mas não haverá escolha por tomalá-dá cá. Sozinho, o aeroporto de Jacarepaguá, que hoje presta apoio aéreo ao TLD de Tupi, não vai dar conta do volume de helicópteros que iremos utilizar.

Qual o movimento de aeronaves previsto?

Até 2017 teremos 11 plataformas de produção instaladas e mais dois TLDs operando, além de sondas de perfuração. Serão cerca de 30 pontos de pouso. O processo, porém, é contínuo, e não vamos parar na 12ª plataforma. Por outro lado, hoje trabalhamos com uma redução brutal do número de pessoas a bordo.

E o porto?

A maior parte do suporte parte de Macaé, e uma parte importante, mas não muito grande, do Briclog, na Baía de Guanabara. Estamos analisando, além de Macaé, outros portos, que podem estar na Baía de Sepetiba, na Baía de Ilha Grande ou em Santos. Temos de considerar o momento do transporte, multiplicação da carga pela distância, além de estocagem.

A logística é estudada de forma isolada ou integrada?

O pré-sal não será uma área isolada da Bacia de Santos. Estamos considerando o suporte às atividades com um todo. Temos áreas a 150 km e a 290 km de distância da costa, áreas voltadas para o Rio e outras para São Paulo. Quero deixar claro que não existe logística especial para o pré-sal. O grande desafio será juntar aeroporto, porto e armazenamento em soluções combinadas. Não podemos esquecer das tarifas. Há estados e municípios que oferecem condições de instalações industriais melhores, mas ainda não temos essa visão.

Qual é a prioridade atual?

As prioridades estão espelhadas nas fases do pré-sal. A Fase Zero é a da aquisição de dados, que inclui os TLDs, não apenas o de Tupi, mas o de Guará, Iara e outros que teremos de fazer nas diversas subáreas dos planos de avaliação. Na Fase 1A, a prioridade é atingir a meta de mais de 1 milhão de barris/dia operados pela Petrobras em 2017. Para isso, vamos instalar mais dez unidades, dois pilotos afretados antecipados que já estão na rua, para Guará e Iara, e mais oito unidades replicantes, que vão ser instaladas em acumulações de Tupi, Iara, Guará e, com menos probabilidade neste primeiro momento, Carioca.

As unidades terão capacidade para produzir, no mínimo, 120 mil b/d de óleo e 5 a 5,5 milhões de m³/d de gás, bem como para injeção de água e reinjeção de CO₂, algo bem parecido com as especificações que estamos usando nos pilotos de Guará. E há a Fase 1B, cuja produção é pós-2017, ou seja, parte da produção igual ou maior que 1 milhão de b/d e continua subindo.

A Petrobras tem anunciado que em todo o pré-sal, incluindo o Espírito Santo, vai produzir 1,7 milhão de b/d operados em 2020. Na Fase 1B vamos implementar um número sequencial de unidades, e nesse caso temos trabalhado com tecnologias alternativas. A completação seca no piloto de Carioca é um dos estudos. Na exploração, programamos perfurar cerca de 30 poços até 2012, sendo no mínimo uns 20 de delimitação.

Qual a avaliação dos primeiros resultados do TLD?

A resposta é tão curta quanto o tempo que se tem. As coisas estão acontecendo conforme o previsto.

A alta razão gás-óleo de Tupi preocupa?

A RGO de Tupi é de 200 a 220. Isso é o dobro de Campos. A média de Marlim é de 90 a 100. A maior RGO do pré-sal é a de Júpiter, mas não a divulgamos. Na verdade ainda não temos certeza se Júpiter é um campo de gás ou de óleo com RGO alta.

Há uma solução hoje para o escoamento do gás?

Temos vários cenários de produção, modelados com os dados dos testes de formação, mas somente em março de 2011 definiremos isso. Nossos estudos dependem das vazões que serão jogadas para terra e da estratégia de comercialização de cada um dos sócios. As opções são conhecidas do mercado: gasoduto para terra, GNL embarcado e GNL em terra. Definido o modelo, iremos implementar isso na Fase 1A, o que não compreende os dois pilotos de Iara e Guará, que podem escoar pelo gasoduto Tupi-Mexilhão.

Ter sócios dificulta definir essa logística?

O caso do gás é complicado, porque sua logística está associada à sua comercialização. A menos que se aplique o GNL, que já é uma estratégia de comercialização, a molécula está associada ao lugar onde vai ser comercializada.

No pré-sal, temos sócios com interesse presente na comercialização: BG na Comgás e Repsol YPF na CEG. Bolar uma infraestrutura que leve o gás do flange da plataforma até o city gate das distribuidoras de gás natural é extremamente complexo. O midstream não pode ser definido apenas pela solução técnica e econômica. A molécula do gás de Guará, por exemplo, tem de ser dividida entre Petrobras, Repsol YPF, que naturalmente tem preferência pelo Rio, e BG, de olho em São Paulo. Teremos de arranjar uma arquitetura que atenda a todos. Por isso o gasoduto é pouco atraente.

O ideal seria um modelo que conjugasse GNL e duto?

Desde que financeiramente se mostre viável. Estrategicamente seria muito bom, pois já que temos duas unidades de regaseificação no Brasil, podemos entregar gás gasoso na malha de escoamento ou GNL onde quisermos.

Em quanto tempo será desenvolvida a reserva já conhecida do pré-sal de Santos?

Posso dizer que não atingiremos o pico de produção do que já foi descoberto antes de 2020. Nosso pico será maior que os 1,7 milhão de b/d projetados para 2020. Os indicadores continuarão subindo.

E o pós-2017?

Vamos instalar um número bastante razoável de plataformas pós-2017. Só posso dizer isso.

Qual será o momento de maior pressão no pré-sal?

Não diria que teremos pressão, e sim muita animação. Haverá momentos animados, como os resultados do piloto de Tupi. Sobre os resultados do TLD, por enquanto, a ansiedade está sob controle. O piloto testará reinjeção de água e de CO2 com gás, questões cruciais para a Petrobras.

Ele dirá se podemos realmente contar com fatores de recuperação mais arrojados, o que pode ser um benefício monumental nas curvas de produção que temos traçado. Outro item sem dúvida importante é a efetiva viabilização da construção das oito unidades no Brasil. Não se pode negar a complexidade para o mercado nacional construir oito cascos e módulos para oito unidades e integrar tudo isso. Será um novo marco importante.

Qual a diferença do pré-sal de Santos para o do Espírito Santo?

Até agora, em termos de reservatório e qualidade do óleo, são bem parecidos, com a diferença de que o teor de CO2 no Espírito Santo é bem menor, o que facilita. Já o H2S, que em Santos é quase nada, no Espírito Santo é um pouco maior, de 150 a 200 ppm. Isso obriga sobretudo sequestrante de H2S, o que não chega a ser um problema. A grande desvantagem de Santos é a distância. E outra grande vantagem do pré-sal do Espírito Santo é que lá não temos sócios, o que faz com que toda a receita seja nossa (risos).

Qual será o objetivo do escritório técnico do pré-sal em Londres?

Ele será um braço avançado do sistema tecnológico da Petrobras para identificar e principalmente aumentar a velocidade de acesso e de transferência de tecnologias que eventualmente ainda não estejam presentes no Brasil. Vamos trabalhar com universidades, empresas e entidades.

Isso, porém, não muda a política da Petrobras de desenvolver fornecedores de bens e serviços no Brasil. O escritório vai acelerar a contratação, a confirmação de identificação e a interface com o Brasil, sobretudo com o Cenpes. Fazer isso daqui seria bem mais difícil. A idéia é sempre que possível buscar um par brasileiro.

O uso do pré-sal como veículo de política industrial, do ponto de vista empresarial, é bom?

O pré-sal tem sido um mecanismo de incremento do conteúdo nacional em ritmo industrial. Isso é importante para a Petrobras, porque a disponibilidade de fornecedores no Brasil para atender vale demandas desse porte pode fazer a diferença. Fizemos isso no passado e conseguimos resultados excelentes em termos de preços. Para isso, tivemos de dar crédito para que a indústria nacional atingisse esse nível de competitividade, caso contrário ela não teria conseguido.

No pré-sal, como precisaremos de um número grande de unidades mesmo depois de 2017, vale a pena criar uma infraestrutura no país capaz de atender a um mercado maior que o atual.

A construção do dique seco em Rio Grande é uma ação desse movimento. Levaremos para lá a P-55 e depois outros cascos replicantes. Precisávamos de um dique seco para novas construções navais no Brasil. Vamos testar o mercado com as 28 sondas de perfuração, para ver se conseguimos criar mais infraestrutura por conta do crescimento de escala.

A Petrobras pagará qualquer preço?

De jeito nenhum! Prova disso foram os cancelamentos dos processos da P-57 e P-55 por conta dos altos preços. A Petrobras detesta rebidar, porque é tempo perdido, mas quando o mercado não responde ao que estamos esperando, não há outra coisa a fazer. Não iremos contratar a qualquer preço, essa é uma condição básica. Se for preciso, iremos rebidar quantas vezes forem necessárias, mudando estratégias para tornar o processo mais competitivo.

Isso não criaria riscos de não cumprimento dos prazos?

Risco de prazo e preço também existe lá fora. Não vamos imaginar que tudo o que é feito no exterior é perfeito e que não há abacaxis. Plataformas que tiveram conteúdo nacional menor também tiveram problemas. Não é porque feito lá fora é um mar de rosas e feito no país tem problemas. Nossa experiência prova que isso não é verdade.

Há riscos que conseguimos administrar com a área de Engenharia adotando projetos padronizados que facilitem a vida dos estaleiros e dos epecistas. Se não fizéssemos isso, ficaríamos somente com os estaleiros atuais, e não podemos imaginar para o Brasil situação similar à de outros países produtores de petróleo, que nitidamente não conseguem capturar todo o benefício dessa indústria.

Não queremos tornar o Brasil um país dependente da indústria do petróleo. Precisamos ter o cuidado de apressar uma alavanca do desenvolvimento tecnológico e econômico sem que o país dependa do setor petróleo. Não quero fornecedor que só consegue fornecer para a Petrobras, isso é um mau sinal. Temos de ter a indústria naval brasileira fazendo navio para a Transpetro, plataforma para a Petrobras e para outras empresas e com capacidade para dizer: "Petrobras, agora não vai dar para atender porque estou com uma encomenda com fulano". Isso é o sinal de que esse negócio deu certo.

Mas para isso tem de haver financiabilidade, incentivos fiscais e tributários.

Com certeza, e a Petrobras está trabalhando com o BNDES e com o governo para que essa ambiência também seja favorável. O marco fiscal, legal e de financiamento do Brasil deve ser similar ao da Coreia do Sul e de Singapura, caso contrário não há solução. As sondas precisam de dinheiro. Sem um fundo garantidor para isso não há equação financeira para que o afretador viabilize fazer a obra aqui. O BNDES, com a Petrobras, está criando esse mecanismo. Os FPSOs afretados para Iara e Guará terão um conteúdo nacional maior e também precisarão de linhas de crédito. Estamos discutindo isso também com o banco, mas nesse caso devemos usar um outro ator financeiro, que não posso adiantar ainda. O BNDES tem sido "show de bola".

Qual será o percentual médio de conteúdo nacional?

Temos seguido a média de 60% a 65%, mas pretendemos que esse número cresça. Já estamos alcançando mais do que isso. Nas unidades replicantes, queremos chegar a 70%, 75%.

É possível que o piloto de Tupi seja antecipado?

Queremos puxar a data de operação de dezembro para outubro.

É uma data empresarial ou política, como a do TLD?

O primeiro óleo de Tupi em 1º de maio de 2009 foi uma celebração. A data foi escolhida pela disponibilidade das autoridades envolvidas. O Formigli, empregado da Petrobras, o (José) Figueiredo, empregado da Petrobras, o (Guilherme) Estrella, empregado da Petrobras, quando estamos estipulando essas datas é porque é a data possível.

A cerimônia não sou eu quem marca. Se o presidente da República quis fazer uma festa que mostrasse emblematicamente o que significa o pré-sal para o Brasil, é uma decisão do presidente da República. Eu e todas as pessoas envolvidas tínhamos de deixar o primeiro óleo pronto antes de 1º de maio, e foi o que fizemos.

Como é o dia a dia disso tudo?

O pré-sal é um negócio novo, que está em evidência. Temos uma estrutura muito pequena, que trabalha matricialmente, e isso é desafiador, não se tem as pessoas ligadas diretamente a você. O pré-sal é naturalmente atraente, todo o mundo, de todas as áreas, quer trabalhar com ele. Há algo novo, que para mim é um dos maiores atrativos no pré-sal, que é o trabalho com sócios. Profissionalmente, para mim, está sendo maravilhoso, porque é a primeira vez que estou tendo a oportunidade de trabalhar com sócios.

Pode-se dizer que o sr. é “o cara” do E&P?

A exposição natural do cargo é complicada. Tento ser o mais lowprofile possível, porque isso me incomoda muito. Às vezes pode dar impressão ao público externo de que tudo se resume ao Formigli, e não é assim. Há centenas de pessoas trabalhando para que esse negócio aconteça, das mais variadas áreas da companhia. Não sou um iluminado que deita, acorda e tem ideias maravilhosas sobre o pré-sal. Meu trabalho é vale mero facilitador, tento fazer com que o negócio ande de forma concatenada. É uma ordem unida e democrática.

2. Os primeiros sorrisos de Tupi

Com apenas um mês de operação do teste de longa duração de Tupi, o primeiro sistema de produção do pré-sal da Bacia de Santos, a Petrobras já tem resultados a comemorar. Mesmo operando com vazão controlada, o poço RJS-646, que está interligado ao FPSO Cidade de São Vicente, vem mantendo uma produção de 14 mil barris/dia de óleo, volume compatível com os indicadores projetados.

Mesmo que uma avaliação mais detalhada exija mais tempo, as primeiras respostas coletadas em campo indicam que as projeções e expectativas iniciais de técnicos da companhia estão se confirmando. A despeito da lâmina d'água profunda, de 2,14 mil m, da alta razão gás-óleo (RGO), de 230m3, e do percentual de 12% de CO2 no óleo, o comportamento do reservatório tem se mostrado homogêneo e estável.

O controle da vazão da produção é baseado na determinação da ANP de limitar o volume de queima de gás associado extraído com o óleo. O órgão regulador liberou a entrada em operação do sistema condicionando o volume máximo de queima a 500 mil m³/dia de gás.

Localizado na parte central da Bacia de Santos e implantado ao custo de US\$ 500 milhões, o TLD de Tupi irá operar por 15 meses, no horizonte Sagui, do reservatório carbonático, onde a camada de sal tem espessura de até 2 mil m. O reservatório possui 5 mil m e seu óleo é leve, com 28º API.

De início o sistema está sendo explotado através do poço RJS-646, mas posteriormente está prevista a desconexão desse poço e a interligação do poço RJS-660. Pela programação da Petrobras, cada um deles deverá operar por seis meses isoladamente. Depois disso, os dois poços serão conectados ao FPSO Cidade de São Vicente, produzindo simultaneamente.

A distância entre o RJS-646 e o RJS-660 é de quase 3,9 km. E o FPSO foi instalado a cerca de 4 km de distância de cada um dos poços. A perfuração do RJS-660 foi iniciada em março pela sonda West Eminence, da Seadrill, e interrompida antes da conclusão do trabalho. A unidade deverá retornar em junho à locação para concluir o poço.

Logística dividida

Instalado a cerca de 290 km de distância da costa, o TLD de Tupi exigiu um esquema especial de logística, até então nunca utilizado na região. O suporte à operação vem sendo feito a partir de dois pontos distintos no Rio de Janeiro. Toda a parte de logística offshore está sendo realizada via Macaé, enquanto a parte aérea é feita pelo aeroporto de Jacarepaguá.

A distância da costa é de fato um dos principais desafios. O tempo de vôo até Tupi é de uma hora e 20 minutos, enquanto de barco o trajeto consome nada menos que 17 horas. Tanto Macaé quanto Jacarepaguá estão sendo utilizados como suporte provisório ao desenvolvimento de Tupi. A configuração da logística definitiva do pré-sal está sendo estudada e deve ficar entre Rio de Janeiro e São Paulo.

Corrida contra o tempo

Para colocar o TLD em operação no dia 1º de maio, a Petrobras montou uma operação de guerra. Pela primeira vez em sua história a companhia realizou diversas atividades de campo quase simultaneamente.

Em abril, período de pico das atividades de campo, quatro embarcações disputavam lugar na locação, o que incluía uma sonda de perfuração. Eram barcos de apoio, de ancoragem e de lançamento, que finalizavam campanhas e trabalhos para o primeiro óleo e dividiam espaço com o FPSO Cidade de São Vicente.

No auge dos trabalhos, cerca de 350 pessoas trabalhavam na locação. Somente o Cidade de São Vicente chegou a ter 120 pessoas a bordo, o que fez com que a Petrobras tivesse de solicitar uma autorização especial da Marinha, já que a capacidade da unidade é limitada a 99 pessoas. Além dos embarcados, havia ainda outras 100 pessoas, que davam apoio em terra.

Ritmo frenético

Entre a confirmação da descoberta de Tupi, oficializada em 2007, e seu primeiro óleo, passaram-se menos de dois anos. O poço descobridor da área, o RJS-628, foi perfurado em 2006, mas a confirmação dos resultados se deu apenas com o RJS-646, perfurado pela semissubmersível Paul Wolf (SS-53), da Noble Drilling, no ano seguinte.

Para se ter uma idéia do ritmo entre a descoberta e o TLD, a carta de intenção para a conversão da unidade foi firmada com a BW Offshore em meados de abril de 2008. A unidade chegou à locação em março, menos de um ano depois da assinatura do contrato.

Convertido em Singapura, o FPSO Cidade de São Vicente tem capacidade para produzir 30 mil b/d de óleo e 1 milhão de m³/dia de gás, podendo estocar até 500 mil barris de óleo. A obra na unidade foi feita a partir de uma planta já existente e, para acelerar a liberação da unidade, a inspeção da Marinha foi realizada na África do Sul, o que permitiu que o FPSO fosse direto para a locação.

“Quebramos todos os paradigmas com a instalação do TLD de Tupi. Nossos técnicos e parceiros responderam muito bem ao desafio do prazo de implantação, mesmo se tratando de um sistema a quase 300 km de distância da costa”, atesta José Luiz Marcusso, gerente geral da Unidade de Negócios da Bacia de Santos (UN-BS).

Entre os principais parceiros de Tupi, além da BW Offshore, estão a Acergy, responsável pelo lançamento da linha flexível, a Wellstream, que fabricou no Rio de Janeiro as linhas e risers, a MFX, que ficou com o umbilical eletro-hidráulico, e a Cameron, fornecedora da árvore de natal molhada do teste.

3. Uma longa fila de 18 TLDs

O TLD de Tupi é o primeiro de uma série a ser implantada no pré-sal da Bacia de Santos. Até 2013, a Petrobras programa instalar na região outros 17 testes de longa duração, todos voltados a ampliar o conhecimento dos novos reservatórios carbonáticos descobertos.

O plano é testar o comportamento das principais áreas do pré-sal antes de adotar sistemas pilotos e definitivos. A lista, que inclui o recém inaugurado sistema de Tupi, prevê projetos nas áreas de Iara, Guará, Carioca e Parati e em descobertas ainda sob avaliação e em fase menos incipiente.

Pelo cronograma da Petrobras, o segundo TLD do pré-sal a entrar em operação será voltado à descoberta de Iara ou de Guará. A locação definitiva será definida ainda este semestre. Como os TLDs não contemplam o aproveitamento do gás natural, os novos sistemas terão de ser aprovados pela ANP. O mais provável é que os projetos sejam autorizados dentro dos mesmos moldes de Tupi, ou seja, com queima autorizada de 500 mil m³/dia do energético, o que supera a venda diária de uma concessionária como a Cegás, distribuidora do Ceará.

Para atender essa demanda, a Petrobras irá licitar a contratação de uma nova unidade, Pipa 3 que será convertida para atender às especificações técnicas do pré-sal. Com essa nova investida, a empresa terá FPSOs dedicadas aos TLDs do pré-sal - Cidade de São Vicente, Pipa 2 e Pipa 3.

O Seillean, a mais antiga unidade de TLD da Petrobras, não poderá ser utilizado na região, porque sua planta de processo não é compatível com o óleo produzido na região. O navio testou nos últimos anos os reservatórios de Roncador, Marlim Leste (Jabuti), Golfinho e Jubarte, todos na Bacia de Campos. A primeira unidade a ser licitada para os próximos TLDs do pré-sal de Santos deverá ser Pipa 3.

TLD ainda é novidade

Os planos da Petrobras para os testes de longa duração são audaciosos, tendo em vista principalmente que a cultura desse tipo de sistema ainda é nova. Se o cronograma for de fato cumprido de fato, a petroleira fará em cinco anos o que conseguiu executar em dezoito anos, desde a instalação do primeiro teste offshore no Brasil. O TLD de estréia da Petrobras foi instalado no campo de Marlim, na Bacia de Campos. O sistema foi explorado a partir da P-13, em 1991. (C.S.)

4. O pré-sal na Câmara

Enquanto o Executivo mantém mistério sobre o modelo regulatório para o pré-sal, o Legislativo se movimenta, se não para definir o marco, ao menos para garantir posições nele. Em maio, o projeto de lei 4.565/2008, do deputado federal Inocêncio Oliveira (PR-PE), que trata do tema, recebeu parecer favorável do relator da Comissão de Trabalho, de Administração e Serviço Público (CTASP) da Câmara dos Deputados, Roberto Santiago (PV-SP). Até o fechamento desta edição, o parecer do relator não havia sido votado pela comissão. O PL ainda passará pelas comissões de Minas e Energia; Desenvolvimento Econômico, Indústria e Comércio; e de Constituição e Justiça e de Cidadania.

O PL de Inocêncio, que conta com a co-autoria de outros 14 deputados, sendo dois da oposição – Félix Mendonça (DEM-BA) e professora Raquel Teixeira (PSDB-GO) – regulamenta o artigo 177 da Constituição, que trata do monopólio da União sobre as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás.

O projeto fora apensado ao PL 2.502/07, de Eduardo Valverde, que propunha mudanças na Lei do Petróleo. A esse “bolo” juntou-se ainda o projeto de lei 4.290/08, de Geraldo Pudim (PMDB-RJ), um pouco mais denso que o PL de Valverde, mas não tão completo – e em consonância com o discurso do Executivo – quanto o 4.565/08. Santiago, então, deu parecer favorável à manutenção do PL de Inocêncio, rejeitando os outros dois.

Na prática, embora esteja tramitando na casa em regime de prioridade – o que teoricamente imporá prazos mais curtos para decisões e apreciação conclusiva nas comissões da Câmara, sem passar pelo plenário –, o 4.565/08 não deve passar de uma “marolinha”. “Seria assumir incompetência se o Executivo montasse um grupo interministerial para estudar o pré-sal por cerca de um ano e depois não enviasse ao Congresso um projeto de lei próprio, ‘colocando azeitona na empada’ de Inocêncio”, diz uma fonte. O texto do PL, porém, dá sinais sobre o que o Legislativo quer na versão final do Executivo – e o preço que poderá cobrar para aprová-la.

Pelo visto, a pressa do Planalto agora é grande. O ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, disse em comissão geral na Câmara que o governo enviará seu projeto de lei ao Congresso até agosto. Isso poderia garantir a aprovação da proposta ainda este ano ou no início de 2010. Somente assim a previsão de Lobão em entrevista ao jornal inglês Financial Times, em maio, se concretizaria: leiloar blocos do pré-sal no próximo ano, apesar da sucessão presidencial – ou até mesmo por causa dela.

Prestação de serviços

O PL de Inocêncio e outros deputados, entre os quais Fernando Ferro (PT-PE), segue o discurso do Planalto sobre o estabelecimento de contratos de partilha e a criação de uma empresa 100% estatal. “A União poderá ser representada, como parte do contrato de partilha de produção, por uma empresa pública federal”, diz.

Ao dar nova redação à Lei 9.478/97, o texto permite à União firmar contratos de prestação de serviço em “áreas consideradas estratégicas, de baixo risco exploratório ou com grande potencial de produção de petróleo e gás natural”. Em sua justificação, o autor usa esse tema para amenizar a situação da Petrobras, que perderá poder com a nova estatal. “Na contratação de serviços, a própria Petrobras poderia realizar (...) pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, sendo remunerada pela União, em razão dos trabalhos prestados.”

Ou seja, o PL exige licitação para contratos de concessão e de partilha, mas permite ao governo contratar serviços por “afinidade”. Isso garantiria um “mercado futuro” para a Petrobras. E também seria um “doce” para afagar a corrente pró-empresa que é contrária à nova estatal.

Se caminha com o Executivo nesses pontos, o PL cobra seus preços. Um deles é exigir que a definição dos blocos e a modalidade de contratação sejam autorizadas pelo Congresso. O outro é incluir estados e municípios na partilha das receitas futuras que virão dos acordos de unitização da produção e dos contratos de partilha. Para isso, propõe a criação de um fundo especial, que deverá receber, no mínimo, receitas “iguais às decorrentes de royalties e participação especial”.

5. As vias do governo

[05.06.2009] **Alexandre Gaspari**

São dois os caminhos que o Executivo deve seguir para mandar ao Congresso Nacional um projeto de lei que garanta um novo modelo regulatório para o pré-sal. Um deles é o projeto com urgência constitucional. O outro é a medida provisória. No primeiro caso, serão cerca de 90 dias entre a chegada do projeto ao Congresso e seu destino. São 45 dias em cada casa (Câmara e Senado), sob pena de bloquear a pauta até a resolução final.

Na Câmara, o presidente Michel Temer (PMDB-SP) terá de criar uma Comissão Especial para tratar exclusivamente do tema. São 32 membros, entre titulares e suplentes, escolhidos sob a paridade partidária na casa. A presidência e a relatoria, por acordo, ficam com os partidos majoritários, PT e PMDB.

Emendas ao PL somente podem ser apresentadas com a assinatura de 102 deputados, e nos cinco primeiros dias do projeto na Câmara, incluindo sábados e domingos. E ele passará obrigatoriamente pelo plenário da casa, de onde sairá vitorioso se obtiver maioria simples. Feito isso, o projeto segue para o Senado, onde ficará por até 45 dias, também sob pena de trancar a pauta. Lá ele passa simultaneamente por três comissões: Justiça, Assuntos Econômicos e Infraestrutura, e depois vai a plenário.

Havendo alterações, o projeto retorna à Câmara, que tem dez dias para acatar ou não as mudanças – aí pesaria o poder esmagador da maioria governista na casa. Depois, já sob a forma de lei, o projeto vai à sanção presidencial.

Já se optar pela medida provisória, o prazo para o governo aprovar sua proposta é maior, cerca de 120 dias. No entanto, o Executivo é poupado da Comissão Especial, já que o documento vai apenas a plenário.

6. Pré-sal para todos

Os números comprovam. Os resultados da Petrobras nos blocos do cluster de Santos e no pré-sal do Espírito Santo mudaram o ritmo da atividade exploratória no país e tiveram efeito multiplicador no mercado brasileiro. Cresceu direta e indiretamente o sucesso exploratório das empresas, sobretudo estrangeiras, que ingressaram no setor após a quebra do monopólio, assim como suas apostas em novos projetos.

Além de promover um significativo upgrade na carteira exploratória de petroleiras como BG, Repsol YPF e Petrogal, sócias da Petrobras em blocos do cluster, as notícias de sucesso da companhia brasileira encorajaram a investida de outras empresas no ainda desconhecido mundo do pré-sal brasileiro, seja dentro ou fora dos limites de Santos. E embora algumas delas prefiram manter seus planos e estratégias em sigilo, a corrida por horizontes mais profundos é explícita.

A primeira companhia a formalizar sua aposta no pré-sal foi a Anadarko, que possui experiência nesse tipo de reservatório no Golfo do México. A petroleira saiu à frente perfurando um poço de pré-sal no BM-C-30, bloco da Bacia de Campos. E mesmo que ainda não possam ser considerados definitivos e comerciais, os resultados preliminares são, segundo a Anadarko, animadores. A empresa se programa para perfurar um novo poço na área e ainda realizar um teste de produção, a fim de averiguar a produtividade e a comercialidade do reservatório descoberto.

Outra empresa que refez sua estratégia exploratória no Brasil a partir dos novos resultados foi a BG. Neste momento a petroleira inglesa perfura seu primeiro poço no pré-sal como operadora, no BM-S-52, bloco de Santos.

Posição privilegiada

Com o status de ser a única petroleira estrangeira a operar um bloco de pré-sal dentro do cluster de Santos – e com fortes chances de ser beneficiada por processos de unitização de reservatórios com a Petrobras –, a Exxon já iniciou a perfuração de seu segundo poço no BM-S-22. Batizado Guarani, o poço começou a ser perfurado em março, pelo navio-sonda West Polaris, da Seadrill.

No início do ano, a petroleira concluiu a perfuração do poço pioneiro da área, denominado Azulão-1. Os trabalhos foram executados pelo navio-sonda da Seadrill e confirmaram a existência de indícios de hidrocarbonetos em dois intervalos distintos. Segundo informações oficiais da Exxon, os dados coletados até o momento ainda estão sendo avaliados, não sendo possível dimensionar o porte da descoberta.

Horizontes profundos

À medida que novos resultados forem sendo confirmados, a busca por petróleo no pré-sal tende a ganhar mais ritmo. Circulam no mercado informações não confirmadas de que outras empresas já selecionaram locações de pré-sal para novas campanhas. Entre as candidatas estaria, além de BG e Anadarko, a Devon Energy, com um poço de horizonte profundo no BM-C-32, bloco da 6ª rodada localizado próximo ao campo de Jubarte, onde um poço de pré-sal está em operação desde 2008.

Outra que deve se aventurar com mais apetite nessa estratégia é a Shell. A petroleira não confirma, mas fontes asseguram que a empresa estaria se preparando para pesquisar zonas de pré-sal na área do Parque das Conchas.

Seguindo essa linha, não será surpresa se a Hess optar também por pesquisar horizontes mais profundos. A petroleira irá perfurar um poço no BM-ES-30 (Espírito Santo) no segundo semestre com a sonda Deepwater Discovery, a ser cedida pela Devon. Há também quem ainda não vai tão longe, mas irá perfurar. É o caso da Maersk, que planeja um poço este ano no bloco BM-S-29, em Santos.

Players nas fronteiras

Além dos reflexos positivos ocasionados pelo pré-sal, o país ganha com o curso natural da atividade exploratória oriunda das rodadas da ANP, que pouco a pouco vem ampliando o número de bacias com campanhas em curso. Se até pouco tempo a exploração das bacias de fronteira estava limitada a poucas ações práticas, quase todas sob o comando da Petrobras, hoje esse tipo de iniciativa começa a ser efetivamente diluída entre os vários players no mercado.

A Devon, por exemplo, perfura o primeiro poço de águas profundas da Bacia de Barreirinhas. Em execução pelo navio-sonda Deepwater Discovery, a campanha marca a retomada das atividades, interrompidas há cerca de uma década.

Outra que irá se aventurar perfurando em área pouco explorada, mas somente em 2010, é a StatoilHydro. A empresa possui seis blocos na Bacia de Camamu-Almada, arrematados na 6ª e 9ª rodadas. E a brasileira OGX, que irá perfurar seus dois primeiros poços este ano, em Campos, tem compromisso de, no futuro, perfurar um poço na Bacia do Pará-Maranhão, onde adquiriu 5 blocos na 9ª rodada.

Apesar das iniciativas, é a Petrobras que continua a ousar em áreas de fronteira. Recentemente a empresa concluiu a perfuração do primeiro poço exploratório do BM-J-3, na Bacia do Jequitinhonha, em águas profundas, de 2,3 mil m. O 1-BRSA-669-BAS foi perfurado pela Ocean Clipper (NS-21), atingindo a profundidade final de 4.618 m e revelando indícios de óleo.

Depois de cinco anos, a petroleira brasileira voltou a explorar o offshore do Rio Grande do Norte. A empresa está perfurando o poço pioneiro do BM-POT-11, bloco em águas rasas arrematado na 4ª rodada.

Para 2009, o programa exploratório da Petrobras prevê nova perfuração no Jequitinhonha, além de campanhas de perfuração nas áreas de fronteira de Barreirinhas e de Sergipe-Alagoas.

“Exploração nada mais é do que ideia. Para que os resultados sejam ampliados, é importante que se tenha um número cada vez maior de técnicos e especialistas pensando e pesquisando a geologia do Brasil”, reitera o presidente da Statoil Hydro, Jorge Camargo, que deixa o cargo em agosto.

7. Comercialidade em Santos fica para 2010

Não será em 2009 que o mercado terá a confirmação da declaração de comercialidade das descobertas de Tupi, Iara, Guará, Júpiter, Bem-te-Vi, Carioca, Parati e Caramba, feitas no pré-sal da Bacia de Santos. As atividades de campo ao longo deste ano serão direcionadas apenas à avaliação das áreas. O trabalho de confirmação será feito a partir de 2010, possivelmente apenas em dezembro. A primeira declaração de comercialidade do pré-sal será destinada a Tupi. A confirmação das demais descobertas deverá ser feita ao longo de 2011, começando muito provavelmente por Iara.

O volume de óleo novo a ser incorporado é grande. Somente com Tupi e Iara o cenário mais modesto projeta um incremento de 8 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE), ante os 12 bilhões de BOE da projeção mais otimista. A incorporação efetiva de todo o volume previsto para o pré-sal de Santos nos indicadores de reserva da Petrobras apenas deverá ocorrer com mais impacto a partir de 2017.

BG em situação privilegiada

Se tudo correr como previsto, os resultados exploratórios do pré-sal poderão garantir à BG o posto de a segunda maior petroleira do Brasil. Com participação em quatro blocos na zona do pré-sal – sendo três dentro do cluster de Santos em parceria com a Petrobras (BM-S-9, BM-S-10 e BM-S-11) e outro na mesma bacia (BM-S-52) como operadora –, além de outros dois blocos, a britânica possui hoje uma das mais promissoras e atrativas carteiras exploratórias do país. Perde apenas para a petroleira brasileira.

Depois de pegar carona nas descobertas de Tupi, Iara e Guará, hoje o principal foco da empresa no país, a BG perfura seu primeiro poço no BM-S-52, com a semissubmersível Celtic Sea, da Transocean. Batizado Corcovado-1 e localizado a cerca de 130 km da costa, na altura de Ilha Bela, o poço começou a ser perfurado em janeiro, também objetivando reservatórios do pré-sal. A BG estima que a perfuração se estenda por pelo menos mais um mês. A campanha está sendo realizada em lâmina d'água de 1,3 mil m, e a profundidade final do poço será de 5,7 mil m.

O programa exploratório do bloco prevê ainda a perfuração de um segundo poço, a ser executado também pela Celtic Sea. A campanha terá início imediatamente após o primeiro poço.

A petroleira investirá ainda na perfuração de outros três poços exploratórios ao longo de 2009 nos blocos do cluster, operados pela Petrobras. Estão programadas duas perfurações no BM-S-9 e uma no BM-S-10.

No momento, a petroleira também avalia os resultados do poço perfurado no BM-S-47, bloco de águas rasas de Santos, localizado próximo a Merluza. A campanha foi realizada no fim de 2008 e ainda não confirmou a presença de indícios. De acordo com o programa exploratório firmado com a ANP, a BG tem até meados de setembro para definir se prossegue com a área. O compromisso da nova fase exige a perfuração de dois poços.

Somente com os resultados já garantidos, a BG calcula que seus investimentos em upstream atinjam de US\$ 4 bilhões a US\$ 5 bilhões anuais nos próximos quatro a cinco anos. O montante supera em muito os US\$ 1,5 bilhão anuais gastos pelo grupo de 2000 a 2008, valor que inclui dispêndios com a Comgás e o Gasbol. Os investimentos serão destinados majoritariamente à avaliação e ao desenvolvimento das descobertas do pré-sal de Santos.

Até o fim de 2012, a BG passará a ter no Brasil quatro sistemas de produção: dois em Tupi, um em Iara e outro em Guará. Já em abril entra em operação o teste de longa duração (TLD) de Tupi.

Do gás para o óleo

Com essas descobertas, o Brasil irá figurar como umas das áreas centrais da BG, dividindo espaço com a Austrália. Para se ter uma ideia, as projeções da companhia apontam que em até cinco anos o Brasil passará a responder por metade das reservas do grupo inglês, que mantém atividade em 26 países.

Além de elevar de forma expressiva o volume das reservas, os resultados já confirmados no país impactam o perfil da empresa. Conhecida tradicionalmente como uma empresa de gás, a BG passará a ter em seu portfólio participação maior de óleo.

E mesmo com a robustez de sua carteira, a BG tem planos de ampliar sua carteira de ativos exploratórios no Brasil. “Nosso portfólio de exploração se converteu em um portfólio de desenvolvimento. Queremos ampliar nossa carteira de exploração no país e iremos buscar isso, em leilões da ANP ou mesmo em operações de farm-in”, garante Armando Henriques, presidente da BG no Brasil.

8. Novos estaleiros em São Paulo

04.06.2009] **Ricardo Vigliano.** O governo do estado de São Paulo firmou protocolos de intenções com dois grupos investidores interessados em construir estaleiros no litoral paulista. Os projetos prevêem a instalação de canteiros offshore, sendo um para construção de sondas, módulos e reparo naval e outro para sondas e barcos de apoio. O investimento estimado para os empreendimentos soma R\$ 1 bilhão. Os nomes das companhias não foram revelados.

Para atrair os investidores, o governo paulista assegurou aos empreendedores um prazo de licenciamento ambiental inferior a dez meses. O pacote de atrativos inclui ainda a isenção de ICMS para a aquisição de equipamentos usados na construção naval e aportes do estado em infraestrutura logística, como estradas e dragagem de portos. “A contrapartida dependerá dos benefícios gerados pelo projeto”, explicou o secretário Executivo da Comissão Especial de Petróleo e Gás de São Paulo, José Roberto dos Santos.

Neste momento, os interessados fazem levantamentos técnicos para elaborar os projetos de implantação. Os protocolos, que vencem em outubro de 2010, garantem uma cobertura para que os investidores participem das grandes licitações que a Petrobras promoverá este ano.

A área em potencial fica na Baixada Santista e inclui os municípios de Santos, Guarujá, São Vicente e Cubatão e Bertioga. Entre os atrativos da região está a proximidade da planta de chapas de aço da Usiminas, em Cubatão, a um raio de 15 km das áreas em estudo. Para Santos, São Paulo sai na frente na corrida para abrigar os novos sites navais em função da concentração industrial. “O estado tem 70% da indústria de navieças do país”, argumenta

9. Recorde em lançamento de linha

Além do feito de implantar um sistema em pouquíssimo tempo, o TLD de Tupi garantiu à Petrobras um novo recorde de lâmina d’água em lançamento de linhas flexíveis, na interligação entre o FPSO Cidade de São Vicente e o poço RJS-646.

Com 6,7 km de extensão e 6” de diâmetro, a linha, fabricada pela Wellstream, foi lançada em lâmina d’água de 2,17 mil m pela Acergy, responsável também pela instalação de um anular de 4”. A campanha foi feita em abril, simultaneamente à ancoragem do FPSO, pelo barco Pertinácia, unidade que tem contrato de longo prazo com a Petrobras. O carregamento das linhas ocorreu em Vitória (ES).

O lançamento envolveu a participação de 86 pessoas embarcadas, fora as equipes de apoio onshore e de engenharia. Durante a operação, o nível de tensão na linha alcançou 250 t de pressão na torre. Para fazer o trabalho, o Pertinácia passou por uma pequena obra de upgrade. As adaptações foram feitas sem que a embarcação precisasse ser docada.

“A Acergy se orgulha de ter participado do primeiro óleo de Tupi e ainda assegurado um recorde de lançamento de linhas flexíveis”, comemora Ivan Coyard, vice-presidente do grupo no Brasil. Embora não seja oficial, é praticamente certo que o Pertinácia fique responsável também pelo lançamento das linhas flexíveis do projeto piloto de Tupi, previsto para entrar em operação no fim de 2010. O contrato da embarcação com a Petrobras expira apenas em 2013.

10. Pipa 2 em Guará ou Iara

FPSO Pipa 2 será alocado para o pré-sal da Bacia de Santos, onde irá realizar testes de longa duração (TLD), a exemplo do FPSO Cidade de São Vicente. A decisão de dedicar a unidade exclusivamente a esses projetos foi tomada recentemente pela Petrobras e exigirá mudanças na unidade, que está sendo convertida pela Petroserv no estaleiro Sembawang, em Cingapura.

O mais provável é que Pipa 2 seja destinado a testar as descobertas de Guará ou Iara. A definição exata da locação da primeira campanha da unidade será feita ainda este semestre. Pelo contrato firmado no início, Pipa 2 seria destinado a projetos itinerantes de produção, a exemplo do que ocorre atualmente com o Seillean, não ficando vinculado a nenhuma bacia ou tipo de projeto. Até março, a estreia da unidade estava prevista para ocorrer em Baleia Azul, na Bacia de Campos.

A exclusividade para o pré-sal gerou um aditivo de contrato, já aprovado pela diretoria da Petrobras, com revisão de prazo de conclusão da obra e de valor. Os detalhes do reajuste contratual não são revelados, mas Petrobras e Petroserv confirmam que o prazo de entrega da unidade foi postergado de dezembro de 2009 para março de 2010. A maior parte das mudanças no projeto de conversão de Pipa 2 será direcionada à planta de processo, aos queimadores e a alguns outros equipamentos de topside. As alterações visam equipar a unidade para operar em reservatórios com alto teor de CO₂ e de H₂S, como os do pré-sal de Santos.

O FPSO entrou no estaleiro em outubro de 2008, um ano e nove meses após a abertura dos envelopes de preços da concorrência realizada pela Petrobras. A unidade está sendo convertida a partir do navio Ragnhild Knutsen.

Pipa 2 será batizado Dynamic Producer e ficará afretado à Petrobras pelo prazo de seis anos, com opção de compra pela petroleira ao fim desse período. A unidade terá capacidade para produzir 30 mil barris/dia de óleo, podendo estocar 300 mil barris e operar em lâmina d’água de até 2,5 mil m. Equipado com uma sonda, o FPSO pode também realizar intervenções em poços.

A Petroserv venceu a licitação apresentando o menor preço, com taxa diária de US\$ 210 mil e custo de mobilização de US\$ 12,6 milhões. Os envelopes de preço foram abertos em novembro de 2006. A concorrência também foi disputada pela Petrojarl e a Frontier Drilling, que cotaram o serviço em US\$ 262 mil e US\$ 298,5 mil, respectivamente. A opção de compra poderá ser exercida por US\$ 240 milhões.

11. Em águas rasas de Santos

A produção do Polo Merluza, na parte sul da Bacia de Santos, contará com um reforço vindo de Tiro, nova área descoberta a partir dos trabalhos exploratórios no BM-S-40, da 5ª rodada da ANP, em 2005. O reservatório de óleo leve, com 34º API, e localizado em águas rasas, de 235 m, será explotado ainda este ano através de um teste de longa duração, a ser implantado com a semissubmersível Atlantic Zephyr (SS-11), da Petroserv, e o FSO Avaré, que pertence à Transpetro. As unidades serão remanejadas do campo vizinho de Coral, que foi descomissionado.

Além de Tiro, o TLD no BM-S-40 irá analisar o comportamento do reservatório de Sídon, outra descoberta feita na área. Cada área ficará em operação por 12 meses. Nos dois casos, a expectativa de produção é de um volume que varie de 10 mil a 12 mil barris/dia de óleo. Em Tiro, o poço a ser interligado à SS-11 será o SPS-56, enquanto em Sidon será o SPS-57.

Como os dois poços já foram perfurados, o investimento para a implantação do sistema será baixo, mas a Petrobras não revela o valor. O trabalho de campo visando a instalação do TLD ficará limitado à conexão dos poços, ao lançamento das linhas de produção e à ancoragem da plataforma.

A decisão de instalar um teste de longa duração em Tiro e Sidon foi tomada recentemente, quando a Petrobras bateu o martelo sobre a utilização da Atlantic Zephyr e do FSO. As duas unidades foram retiradas de Coral em abril, depois de concluído seu descomissionamento.

Obras em curso

Tanto a SS-11 quanto o Avaré foram trazidos para a Baía de Guanabara, onde estão sendo submetidos a pequenas obras de reparo e manutenção. As duas unidades operavam em Coral desde 2003. As obras da Atlantic Zephyr estão sendo conduzidas pela própria Petroserv, em águas abrigadas da baía, fora dos domínios dos estaleiros instalados no entorno. Já os reparos no FSO estão sob responsabilidade da do Renave. Ambos estão previstos para durarem cerca de quatro meses.

A mudança de locação da Atlantic Zephyr resultou na assinatura de um aditivo de contrato, voltado ao custeio do investimento necessário às adaptações. Já para o FSO Avaré, que irá necessitar apenas de obras de manutenção, não houve mudanças.

Sistemas definitivos

Os testes de longa duração de Tiro e Sídon serão fundamentais para determinar o tipo de sistema a ser adotado para o desenvolvimento definitivo da área. A Petrobras estima que o primeiro óleo do sistema definitivo seja extraído entre 2011 e 2012, podendo utilizar um sistema integrado com os campos vizinhos de Cavalo Marinho, Estrela do Mar, Caravela e até mesmo Coral. Descobertas no ano passado, as duas áreas têm, juntas, potencial estimado de um volume recuperável de 150 milhões de barris de óleo equivalente (BOE). Além de Tiro e Sidon, o BM-S-40 possui ainda outras duas descobertas, ainda em fase inicial de avaliação.

Paralelamente à implantação do TLD, a Petrobras irá manter os trabalhos exploratórios na área, onde, no próximo ano, serão perfurados poços de exclusão. O BM-S-40 contempla os blocos S-M-1288 e S-M-1289, arrematados pela Petrobras em 2005. Ao longo de quase quatro anos foram coletados dados sísmicos 3D e perfurados dois poços.

12. Fechado, mas não devolvido

05.06.2009] **Felipe Maciel.** Depois de seis anos operando, o sistema de produção de Coral, na parte sul da Bacia de Santos, foi descomissionado. A operação exigiu investimentos de US\$ 37 milhões, ante os US\$ 90 milhões desembolsados por Petrobras, Norse, Brasoil e Queiroz Galvão, sócios no projeto, para colocar o sistema em produção.

O trabalho de descomissionamento e arrasamento dos poços teve início em março de 2008 e foi finalizado em abril deste ano, quando também foram desmobilizados a semissubmersível Atlantic Zephyr e o FSO Avaré, que integravam o projeto de desenvolvimento. Interrompida desde dezembro, a produção do campo nos últimos meses era de apenas 2 mil barris/dia de óleo e cerca de 500 mil m³/dia de gás, volume extraído do poço Coral-4, o único em operação.

O descomissionamento foi determinado pela baixa produtividade do projeto, que não estava sendo mais economicamente viável. O campo chegou a produzir na fase de pico 16 mil b/d de óleo, volume que começou a declinar rapidamente. Embora tivesse sido projetado para Coral um tempo de vida útil compatível com o alcançado, a verdade é que a Petrobras e seus parceiros apostavam em um volume maior de óleo, o que não ocorreu.

O plano de descomissionamento envolveu o tamponamento e o arrasamento dos poços e a retirada dos equipamentos subsea, como árvores de natal molhadas e linhas (coluna de produção e linhas de injeção).

Ainda não é o fim

Apesar do descomissionamento, os sócios não têm planos imediatos de devolver a concessão à ANP. O grupo avalia a possibilidade de implantar um sistema integrado, que viabilize a produção conjunta da área com os campos vizinhos de Estrela do Mar e Cavalão Marinho.

Coral foi ofertado ao mercado em 1998, no processo de parcerias da Rodada Zero, através de um pacote integrado com os campos de Estrela do Mar e Cavalão Marinho e o antigo bloco exploratório BS-3. O atrativo do campo era a qualidade do óleo, compatível com o Brent. No pico do desenvolvimento do sistema, três poços ficaram interligados à Atlantic Zephyr. O primeiro poço arrasado foi o Coral-3, seguido posteriormente pelo Coral-5 e o Coral-4, poço fechado em dezembro.

Durante os seis anos de operação, Coral enfrentou diversos pequenos problemas operacionais. As dificuldades estiveram ligadas à formação de asfalteno e às constantes operações de intervenções nos poços e linhas, que acabaram onerando o custo do projeto.

13.O pequeno notável

04.06.2009] **Fernanda Pontual.** São apenas 46 km de tubos, mas muito comemorados pela Petrobras. Afinal, a empresa concluiu o gasoduto Japeri-Reduc (Gasjap), investimento de R\$ 324 milhões e peça fundamental do Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás). O duto, capaz de transportar 20 milhões de m³/dia, é importante pela flexibilidade que vai dar à malha brasileira de transporte de gás. É o trecho que faltava do gasoduto Campinas-Rio, que promove a integração das malhas norte e sul do país.

O Gasjap vai permitir, por exemplo, o envio do GNL do terminal da Baía de Guanabara para São Paulo e região Sul, por meio da interligação no manifold de Campos Elíseos. O mesmo vai acontecer com o gás produzido nas bacias de Campos e Espírito Santo. E como é bidirecional, o gasoduto possibilita também o envio de gás do Gasbol para a região Nordeste, quando for concluído o terceiro trecho do Gasene, no primeiro semestre de 2010.

A princípio o gás deve correr em direção a São Paulo, atendendo no meio do caminho a termelétrica Barbosa Lima Sobrinho, de 386 MW brutos, em Seropédica. Mas o duto também poderá conduzir gás boliviano e injetá-lo no Gasbel I, para atender as térmicas de Minas Gerais, ou mesmo para a Termorio, o que hoje não é possível por conta da vazão limitada do Gasvol, que liga a Reduc à Volta Redonda.

O Gasjap foi instalado em uma área muito congestionada – na mesma região passam o Gasvol, o Osvol, uma linha de cabos que atende a Reduc, cabos de fibra ótica e, no começo do seu traçado, o Orbel e o Gasbel. Ao todo, o novo gasoduto cruzou 12 linhas de dutos já existentes. “Em alguns pedaços simplesmente não foi possível lançar linha na mesma faixa”, conta o gerente de Engenharia de Dutos Terrestres da Petrobras, Celso Araripe.

Toda a obra, que começou em 9 de maio de 2008, foi feita por escavação a céu aberto, sem uso de furo direcional. Por causa das chuvas, que castigaram a região em outubro passado, o prazo contratual do duto foi prorrogado por 90 dias – a conclusão do gasoduto estava prevista para 30 de abril.

O Gasjap, porém, chegou ao fim antes do término da prorrogação. Por solicitação da Gás & Energia da Petrobras, o prazo de entrega do projeto foi antecipado para 20 de maio, data em que foi concluída a inertização do duto. “Chegamos a ter 32 sidebooms (guindastes para abaixar o tubo na vala) trabalhando ao mesmo tempo. Em um trecho de 46 km é muita coisa. Em algumas etapas da construção foram necessárias mais de 40 pessoas trabalhando no mesmo trecho. No pico da obra chegamos a ter 1.500 trabalhadores”, afirma Araripe.

As obras do gasoduto ficaram sob a guarda da argentina Contreras, também responsável pelo Gasduc III e o Gasan II. A Galvão Engenharia foi subcontratada pela empresa. A Technion foi responsável pelo recebimento dos 3.849 tubos da TenarisConfab e pela manutenção do canteiro, localizado em Adrianópolis, em Nova Iguaçu.

As variações contratuais ficaram em torno de 15% do valor orçado. A obra fechou em R\$ 324.139.209,20 incluindo tubos, gerenciamento, construção e montagem, compensação ambiental, faixa de servidão e tudo que foi desapropriado, além da cultura na faixa existente, já que a empresa paga a cobertura vegetal que protege o duto. Foram colocadas duas válvulas de bloqueio, as chamadas SDV (Shut Down Valve), uma no km 17 e outra no km 30 do Gasjap.

Trechos alagados e violência

Apesar de pequeno, o Gasjap atravessou 15 corpos hídricos (rios ou brejos) e cruzou cinco estradas de trânsito intenso, como as rodovias Dutra e Washington Luiz, além de várias comunidades altamente povoadas, o que demandou todo um trabalho de relacionamento e educação.

Outra dificuldade foi a violência. Foi registrada uma série de roubos de equipamentos e automóveis, além de assaltos a mão armada durante a construção do duto. Os altos índices de criminalidade levaram a gastos extras para garantir a segurança dos trabalhadores e equipamentos em campo e ao envolvimento do setor de segurança patrimonial da Petrobras.

Até um sítio arqueológico apareceu no caminho do Gasjap. A descoberta, no km 8, de urnas com restos mortais de índios que povoaram a região há mais de 300 anos demandou cuidados especiais na escavação e a necessidade de envolver o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan) para resgatar e catalogar o material.

14. Corrida no Gasduc III

[04.06.2009]**Fernanda Pontual.** Findo o Gasjap, as atenções da Petrobras agora se voltam ao Gasduc III. Com 30 km de abaixamento dos 178 km previstos, 74,57% de abertura de pista, 50% de desfile de tubos, 42% de soldagem e 39% de revestimento de juntas, o duto tem data de conclusão prevista para novembro. As empresas contratadas para a construção do gasoduto são os consórcios Odetech (Odebrecht e Techint) e Galvão-Contreras.

Obra do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), o Gasduc III liga o terminal de Cabiúnas, em Macaé, à futura estação de compressão de Campos Elíseos, em Duque de Caxias. Sua capacidade de transporte é de 40 milhões de m³/dia. Seu objetivo é escoar o gás natural produzido nas bacias do Espírito Santo e de Campos para o Sudeste, mas também poderá funcionar na mão contrária, levando gás boliviano e GNL regaseificado para o Norte Fluminense, Espírito Santo e Nordeste.

O primeiro marco do projeto foi concluído em 29 de abril, com a gaseificação do trecho antecipado formado pelos 13 primeiros quilômetros da linha-tronco localizada em Macaé. Esse trecho já permite antecipar o aproveitamento da produção de gás natural em Campos e no Espírito Santo aumentando a capacidade de transporte de gás natural em 1 milhão de m³/dia.

“É o duto com maior capacidade já construído no país, maior até que o Gasbol. Ele vai garantir flexibilidade de atendimento aos mercados térmico e não-térmico, além do aumento na oferta de gás. É uma obra grandiosa”, reforça Graça Foster, diretora de Gás e Energia da Petrobras.

Algumas soluções foram necessárias para vencer as especificidades do projeto. Exemplo disso é o túnel de 3,75 km, 6,2 m de altura e 7,2 m de largura, em seção arco-retangular, sob a Serra dos Gaviões, entre as cidades de Cachoeira do Macacu e Silva Jardim. A construção do túnel, a cargo da Andrade Gutierrez, reduziu o impacto ambiental do projeto, já que o gasoduto passará sob a Área de Proteção Ambiental (APA) Rio Lagoa/Mico Leão Dourado.

O túnel foi a melhor entre as opções avaliadas para a travessia da serra, considerando questões técnica, ambiental e de segurança. Além das condições da região, de território íngreme e grande sensibilidade ambiental. Com a medida, foi evitado o desmatamento de uma área estimada em 135 mil m².

Duas frentes atuam, simultaneamente com estruturas independentes, em cada uma das embocaduras do túnel para garantir maior produtividade à obra. Até meados de maio haviam sido escavados 2,55 km nos dois emboques. Para a montagem da linha-tronco no interior do túnel será utilizada uma tecnologia inédita no Brasil, desenvolvida pela Liderroll, que consiste no lançamento da linha por meio de roletes mecanizados. Assim, a coluna de dutos é desfilada e soldada na área externa, para, posteriormente, ser puxada de uma embocadura à outra pelos roletes, que terão as bases fixadas no piso do túnel. Esse processo reduz a movimentação de pessoal e o tráfego de equipamentos e materiais no interior do túnel.

Complexidade

O Gasduc III atravessa oito municípios do Rio de Janeiro. Para a passagem do gasoduto foi realizada a desapropriação de 1.653 propriedades. Por se tratar de um gasoduto de diâmetro superior aos já adotados no país, foi necessário importar parte dos equipamentos utilizados na construção, basicamente sidebooms e curvadeiras.

Além disso, no trajeto do gasoduto estão sendo feitas obras especiais, como travessias de rios e córregos, cruzamentos com dutos existentes e estradas; e há muitos trechos em área de relevo e de solo instáveis. Em grande parte desses casos, os tubos têm de ser concretados para garantir maior segurança à sua integridade – o que triplica o peso inicial do tubo, de 6 t – e curvados, adequando a sua forma ao relevo do local.

Tudo isso, aliado ao fato de traçado passar por áreas urbanas e ambientalmente sensíveis, tornam o Gasduc III um dos projetos mais complexos na área de dutos. Só em seus 13 primeiros quilômetros foram realizadas sete travessias de rios. Uma delas por furo direcional, atravessando simultaneamente o rio Macaé e o canal Virgem Santa, 14 m abaixo do leito do rio puxou uma coluna de 61 tubos que totalizou 745 m de extensão e 380 t.

Ainda neste trecho, houve dois pontos de cruzamentos com linhas de dutos existentes e três com estradas municipais. Também foi necessário realizar três pushings (método de arraste de tubos) em uma área total de 4 km de extensão em locais de terreno alagado.

15. A roda dos executivos

[04.06.2009] **Cláudia Siqueira**. O novo patamar de importância que o Brasil ganhou com o pré-sal, a posição privilegiada de algumas empresas com os resultados alcançados em suas carteiras e o aperto financeiro causado pela crise econômica mundial. Aparentemente são essas as principais razões para a “dança de cadeiras” em petroleiras estrangeiras que vem sacudindo o setor petróleo brasileiro nos últimos meses. Houve mudanças já anunciadas na espanhola Repsol YPF, na britânica BG, nas norueguesas Statoil e Norse e na americana Exxon.

E não será surpresa se novidades semelhantes ocorrerem em outras companhias, principalmente naquelas com participações no pré-sal. Nessa linha, aposta-se que o próximo processo de reestruturação seja realizado na Petrogal, petroleira portuguesa que divide parceria com a Petrobras nas áreas de Tupi, Bem-Te-Vi, Iracema e Iara. A empresa, que tem no Brasil uma estrutura muito pequena, já programa a transferência de sede de Recife para o Rio de Janeiro.

O tamanho do frisson causado pelas mudanças foi proporcional à associação que o mercado fazia da imagem desses executivos à imagem de suas empresas. Assim, o desligamento de executivos de destaque, como João Carlos De Luca, Luiz Carlos Costamilan e Jorge Camargo, por mais que tenha sido motivado por decisões pessoais de cada um, gerou mais interrogações que certezas. Até porque, à exceção da BG, os brasileiros foram substituídos por estrangeiros com domínio da cultura de suas empresas e de seus países de origem, mas com pouca familiaridade sobre os trâmites do país.

No caso da Repsol YPF, a petroleira optou por uma solução interna, nomeando o diretor de E&P, Javier Moro, para presidir o grupo no Brasil. A Statoil trouxe para seu comando no país o norueguês Harald Eliassen. A BG foi a única que optou por outro brasileiro, Armando Henriques. Já na Norse, a saída de José Almeida e Milton Franke foi motivada por corte de custos – outros dez funcionários foram demitidos –, o que pode ser explicado pela recente reestruturação da carteira da companhia no país, com a venda de ativos em Camamu-Almada e foco em Santos.

Na contramão, a Exxon repatriou, após oito anos, a executiva brasileira Carla Lacerda, que esteve à frente da petroleira americana no Brasil durante o processo de abertura. Figura-chave do setor, Carla participou ativamente das principais negociações e debates da indústria junto ao governo. Nessa nova fase, sua função será a de diretora de Assuntos Externos.

Ciclos encerrados

De Luca, Camargo e Costamilan apresentam uma razão em comum para seus desligamentos. Eles avaliam que fecharam seus ciclos nas empresas e optaram por focar em projetos pessoais, afastando qualquer rumor de desentendimento ou insatisfação.

Aproveitando a experiência de seus 25 anos de Petrobras e dez de Repsol YPF, De Luca se prepara para criar duas empresas de petróleo (leia entrevista a seguir). “Chegou a hora do empreendedorismo pessoal. Os desafios na Repsol YPF foram cumpridos com bastante êxito. Tanto eu quanto a empresa precisávamos de reciclagem, e isso é bastante natural”, salienta ele.

Costamilan, afastado da BG desde o fim do ano passado, segue a corrente e confirma que já vem conversando com algumas empresas. “Quero ter mais tempo para projetos pessoais, mas não pretendo deixar o setor. Estou em busca de novos desafios.guardo uma boa oportunidade para retornar à indústria.”

Já Camargo continuará ligado à Statoil, como consultor técnico, não podendo desenvolver nenhum trabalho para outras companhias de petróleo. Engrossando o coro, ele diz que a mudança no comando se fazia necessária, tendo em vista a nova fase da empresa no Brasil, e atendeu a uma necessidade pessoal de ter mais tempo. Após um período de férias, o executivo retornará à petroleira em janeiro de 2010, trabalhando em meio período.

“Com Peregrino, a Statoil muda e passa a ter um foco mais operacional. Juntamos duas necessidades: eu queira ter mais tempo para meus projetos pessoais, e a empresa precisava de um novo perfil de comando.”

Processo antigo

Algumas mudanças começaram a ser costuradas muito antes de seus anúncios e envolveram longas negociações. A mais antiga foi a da Repsol YPF, que se arrastou por quase um ano. De Luca decidiu se desligar do grupo em junho de 2008, mas a oficialização da mudança só ocorreu em abril. Na verdade, as primeiras discussões sobre o tema começaram ainda em 2007. Fontes ligadas ao processo afirmam que a petroleira tentou protelar ao máximo a mudança e, temendo o impacto da notícia, adiou o anúncio da saída de De Luca algumas vezes. O desligamento do executivo seria oficializado em outubro de 2008.

Bem mais simples e rápida, a saída de Costamilan foi oficializada no fim do ano passado. O acordo com a BG estabeleceu um período de quarentena de seis meses.

16. Troca de executivos: coincidência ou centralização?

[04.06.2009] **Cláudia Siqueira**. Mesmo com os motivos oficiais, a pergunta que se faz hoje é por que algumas companhias optaram por nomear estrangeiros, e não brasileiros. As substituições fariam parte de um processo natural, que por mera coincidência resultou na saída de brasileiros e no ingresso de estrangeiros, ou há uma estratégia por trás do movimento destinada a amarrar cada vez mais o poder de decisão junto à matriz?

Em meio a uma infinidade de especulações, as opiniões convergem para o entendimento de que, no caso de Repsol YPF e BG, a decisão de desligamento tomada por Luiz Carlos Costamilan e João Carlos De Luca teria sido motivada não somente por razões pessoais, mas de ordem profissional também, embora ambos desconverssem. A maior surpresa foi, sem dúvida, a saída de De Luca na Repsol YPF. Comenta-se no mercado que, nos dez anos em que esteve à frente da Repsol YPF, o executivo teve seu poder de gestão muito mais focado no downstream que no upstream, sua área de formação.

Segundo fontes ligadas ao executivo, as decisões e estratégias de E&P eram tomadas num primeiro momento na Argentina, quando existia apenas a YPF, e, posteriormente, pela alta direção da Espanha, após a fusão oficial desta com a Repsol. “A empresa não soube aproveitar o potencial do De Luca para o E&P. Durante dez anos, desperdiçou o talento dele no downstream, que hoje está sendo enxugando”, diz uma fonte ligada ao executivo.

Na BG, o estopim para a decisão de Costamilan teria sido a criação de um departamento em Londres, para o qual foi nomeado Roberto Brandt. A área foi montada especialmente para cuidar dos assuntos do Brasil.

O consenso geral é de que tanto De Luca quanto Costamilan se recusaram a ocupar cargos quase que decorativos. Sem autonomia e poder de decisão, teriam optado por novos rumos.

O episódio de Jorge Camargo também pegou o mercado de surpresa. Funcionário de carreira da Petrobras – seu último cargo na companhia foi a Diretoria Internacional –, Camargo deixou a petroleira brasileira pela Statoil e foi treinado por um ano para assumir a presidência do grupo no Brasil.

Com o advento do pré-sal da Bacia de Santos, o patamar de referência de empresas como Repsol YPF, BG e Petrogal mudou. Em cinco anos, o Brasil poderá assegurar um volume correspondente a mais da metade das reservas mundiais da petroleira britânica, por exemplo. Somente com Tupi, caso apenas 6 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE) se confirmem, ante a expectativa de um volume variando de 5 bilhões de BOE a 8 bilhões de BOE, a empresa irá assegurar um volume de 1,5 bilhão de BOE.

É claro que a batida final do martelo sempre foi dada pelas matrizes, mesmo antes dos resultados do pré-sal. O que parece ter mudado foi o grau de autonomia dos executivos que comandam os escritórios brasileiros, que, ao que tudo indica, diminuiu drasticamente.

Não se pode esquecer, contudo, que a renovação do quadro gerencial é uma prática razoavelmente comum entre as petroleiras estrangeiras. Em dez anos, o comando de E&P de Shell, Chevron e da extinta Texaco sofreu uma série de mudanças, todas envolvendo executivos vindos do exterior.

17. Prós e contras de mudar o comando

[04.06.2009] **Cláudia Siqueira.** Mas, afinal, quais seriam as vantagens e desvantagens de executivos brasileiros e estrangeiros no comando das petroleiras? O dirigente estrangeiro traz o conhecimento do funcionamento interno do grupo, enquanto o brasileiro agrega vantagens locais, ao saber destrinchar a cultura, os trâmites e nuances das regras políticas e econômicas do país.

Em uma análise mais superficial, há quem acredite que o valor agregado por um executivo nativo é muito maior na fase de constituição da empresa, enquanto um executivo estrangeiro é mais útil em etapas onde se exija mais da dinâmica operacional. No caso específico da BG e da Repsol YPF, é notório que Luiz Carlos Costamilan e João Carlos De Luca agregaram valor, tanto no início do processo, quanto mais recentemente. A petroleira britânica garantiu a descoberta de Tupi, Iara e Guará, enquanto a empresa espanhola assegurou as áreas de Carioca, Guará e Iguaçu.

A opção por brasileiros funciona como um cartão de visitas e sem dúvidas abre portas. “O não aproveitamento de um time como esse é um erro flagrante das companhias. Além de um conhecimento técnico de peso, os brasileiros sabem os meandros de funcionamento do mercado interno”, observa uma fonte, que prefere não se identificar.