

TUPI

O desafio sob o sal

por Cassiano Viana

A Petrobras confirmou, em novembro, a descoberta de um tesouro de US\$ 800 bilhões nas profundezas do litoral brasileiro. Maior jazida de petróleo e gás natural descoberta até hoje no país, a existência do megacampo de Tupi teve um impacto extraordinário nos quatro cantos do globo: com um volume estimado de 5 a 8 bilhões de barris (metade das atuais reservas nacionais), o Brasil passaria a ter o equivalente a países como Nigéria e Venezuela, entrando facilmente para o grupo dos dez maiores produtores mundiais.

Para se ter uma idéia da repercussão da notícia, uma das principais publicações internacionais do setor de economia, a revista semanal inglesa *The Economist*, estampou na matéria sobre a descoberta o seguinte título: “*God may indeed be Brazilian after all*” (Afinal, Deus deve ser mesmo brasileiro).

Números de Tupi

Reservas totais do Brasil: 14 bilhões de barris

Volume em Tupi: de 5 (estimativa conservadora) a 8 bilhões de barris (50% das reservas atuais)

Localização: Bacia de Santos, a 250 km da costa, na projeção cartográfica do estado do Rio de Janeiro, na divisa com a projeção de São Paulo

Investimentos nos últimos dois anos: US\$ 1 bilhão

Poços perfurados (nas camadas pré-sal): 15

Extensão da jazida: 800 km, de Santa Catarina ao Espírito Santo, com até 200 km de largura

Profundidade: 1,5 mil a 3 mil metros de profundidade + 3 a 4 mil metros de rocha

Tempo e custo do primeiro poço: um ano, a US\$ 240 milhões

Tempo e custo do poço atualmente: 60 dias, a US\$ 60 milhões

Qualidade do óleo: leve, de alto valor comercial (28° API)

Gás: Grande quantidade de gás natural associado

Valor estimado: US\$ 800 bilhões = meio PIB brasileiro

Acréscimo de valor da Petrobras na bolsa (após o anúncio de Tupi): US\$ 28 bilhões

Em se tratando de uma nova fronteira da indústria *offshore*, o Brasil volta a ser foco da atenção mundial, assim como aconteceu nos anos 1990, quando se destacou como uma liderança em tecnologias para águas profundas. Os avanços laboratoriais vêm sendo colocados em prática em escalas de tempo cada vez menores, reforçando a nova característica da engenharia avançada, na qual o desenvolvimento científico e as operações de campo interagem fortemente.

O país, que é referência mundial na exploração de petróleo em águas profundas, precisa agora superar novos obstáculos: desenvolver e aprimorar tecnologias para viabilizar a produção abaixo da camada de sal, a mais de 6 mil metros de profundidade.

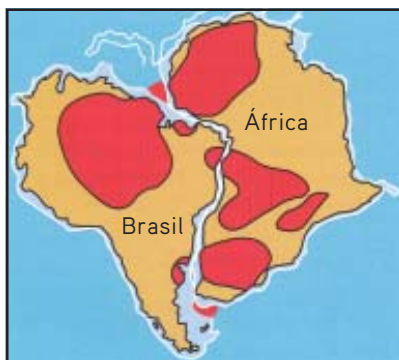
A nova fronteira se estende pelas bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, em horizontes mais profundos e em rochas denominadas pré-sal. O volume descoberto, somente na acumulação de Tupi, que representa uma pequena parte da nova fronteira, poderá aumentar em mais 50% as atuais reservas nacionais de petróleo e gás, que somam hoje 14 bilhões de barris.

Segundo o presidente da Petrobras, **José Sérgio Gabrielli**, quando a nova província petrolífera estiver sendo explorada, o Brasil deverá estar entre as oito ou nove maiores reservas do mundo. Atualmente, a oitava posição no *ranking* de reservas mundiais de óleo e gás é da Venezuela, com 107 bilhões de





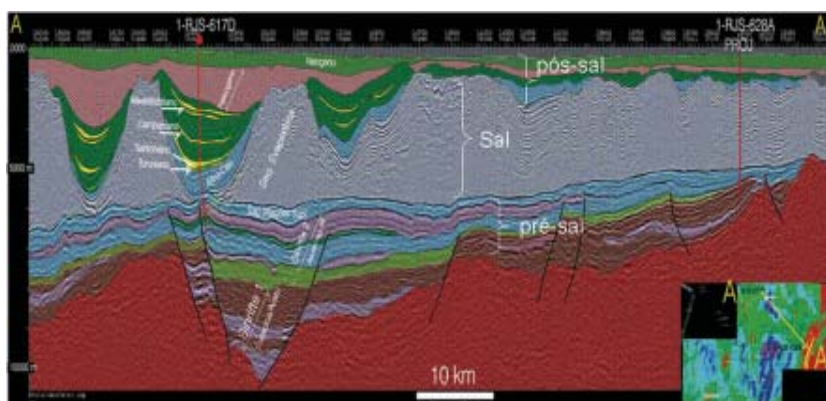
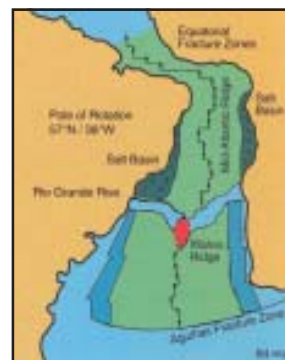
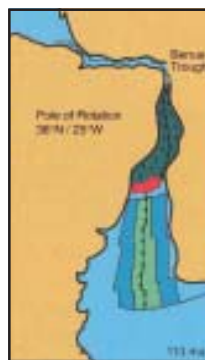
Fonte: Schlumberger



O ajuste/encaixe dos continentes em ambos os lados do Atlântico sul. O perfil geológico, desde o período pré-cambriano, se mantém até hoje.



Reconstrução da Placa Tectônica do Atlântico Sul durante o período Cretáceo, indicando os movimentos esféricos relativos ao Brasil e Oeste da África. As camadas de sal surgiram durante a atividade vulcânica do período Albiano-Aptiano, entre 112 milhões e 99 milhões e 600 mil anos atrás, aproximadamente.



barris de óleo equivalente (boe). A Nigéria, nona colocada, aparece com 69 bilhões de boe. O Brasil ocupa a 24ª posição, com 14,4 bilhões de boe.

Tecnologia gera resultados

O megacampo de Tupi se estende por uma faixa de mais de 800 km, de Santa Catarina ao Espírito Santo, e tem até 200 km de largura. Foi nesta área que a



Petrobras fez as primeiras descobertas nas chamadas camadas de pré-sal: os reservatórios se encontram abaixo de extensa camada de sal, uma espécie de “segundo subsolo” das bacias petrolíferas. Os reservatórios situam-se em profundidades que variam de 1,5 mil a 3 mil metros. Depois de vencer o desafio das águas – o que já está no DNA da Petrobras – é preciso furar ainda 3 mil a 4 mil metros de rocha até chegar às jazidas. A Petrobras é a única empresa, na condição de operadora, com ou sem parcerias, que perfurou, testou e avaliou as rochas do pré-sal, até hoje.

A área denominada ‘Tupi’ foi analisada e testada pela Petrobras. A análise dos testes de formação do segundo poço no bloco BM-S-11, localizado na Bacia de Santos, permite estimar o volume recuperável de óleo leve de 28° API, em 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural. A Petrobras é operadora da área e

detém 65%, a empresa britânica BG detém 25% e a portuguesa Petrogal-Galp Energia, 10%.

Com investimentos de US\$ 1 bilhão, nos últimos dois anos foram perfurados 15 poços que atingiram as camadas pré-sal: oito deles foram devidamente testados e avaliados com as melhores técnicas da indústria petrolífera. Estes poços produziram óleo leve, de alto valor comercial, e grande quantidade de gás natural associado.

Para atingir as camadas pré-sal, entre 5 mil e 7 mil metros de profundidade, a Petrobras desenvolveu novos projetos de perfuração. Com isso, mais de 2 mil metros de sal foram superados. O primeiro poço demorou mais de um ano e custou US\$ 240 milhões. Hoje, a Petrobras perfura um poço similar em 60 dias, a um custo de US\$ 60 milhões.



Os dados obtidos por esses poços, integrados a um grande esforço de mapeamento, possibilitaram delimitar, com elevado grau de segurança, a extensão de Tupi. Cerca de 25% da área de ocorrência das rochas do pré-sal já estão concedidas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a várias empresas petrolíferas sob a forma de blocos exploratórios e concessões de produção.

A análise e a interpretação dos dados de produção obtidos nos oito poços testados, com elevadíssima produtividade, forneceram elementos concretos que permitem garantir que o Brasil está diante da descoberta da maior província petrolífera do país.

Potencial ainda desconhecido

“A descoberta do megacampo de Tupi abre de fato novas e excelentes perspectivas para o setor petrolífero brasileiro, confirmando a existência de uma nova fronteira exploratória, de grande potencial, no pré-sal das bacias marítimas do Espírito Santo, Campos e Santos. Entretanto, ainda é prematuro, até mesmo imprudente, mensurar as reservas”, observou o engenheiro de petróleo e diretor da Aurizônia Petróleo, **Oswaldo Pedrosa**.

“De qualquer forma, as novas descobertas devem ser entendidas como um novo fator de atração de investimentos na indústria de petróleo de nosso país”, acrescenta. “O marco regulatório já existente, baseado em um regime de concessões, assegura ao país os elementos essenciais para promover o pleno desenvolvimento das atividades petrolíferas num ambiente de livre concorrência.”

De acordo com o diretor de Exploração e Produção da Petro-

bras, **Guilherme Estrella**, a Petrobras pretende iniciar, até o fim de 2010, a construção de uma planta piloto para o desenvolvimento do campo. A unidade terá capacidade para extrair 100 mil barris por dia de óleo e entre 1,5 milhão e 2 milhões de metros cúbicos diários de gás natural. Ele ressalta, no entanto, que qualquer previsão é ainda prematura. “O volume de produção dependerá da análise dos dados da planta-piloto”, afirmou em teleconferência com analistas de mercado. A exploração comercial estaria prevista para 2013.



Antes disso, a Petrobras terá de resolver uma série de questões para que a área de Tupi se torne comercialmente produtiva. A primeira é baratear o custo de produção. A reserva foi descoberta numa formação geológica bastante profunda, que é chamada de pré-sal por estar coberta por uma camada de cerca de 2.000 metros de sal marinho depositado no leito oceânico.

“Estamos aprendendo, mas, ainda assim, é muito caro”, afirma Estrella. “Não há barreira tecnológica objetiva. Nossos esforços, agora, são para baratear os custos”, completou. A Petrobras afirma que ela foi a primeira petrolífera no mundo a explorar a camada pré-sal, o que implica em investir no aprendizado.

De qualquer modo, dada a complexa tecnologia envolvida na exploração desse tipo de formação geológica, é bem provável que o custo de exploração da jazida seja maior que a de outras áreas da Petrobras por muito tempo. Por isso, sua viabilidade comercial dependerá também das perspectivas da cotação do petróleo nos próximos anos. Nesse caso, a diretoria da empresa aposta que o cenário não deverá mudar de modo drástico. “A tendência de manutenção de altos preços do óleo vai permitir investimentos em novas tecnologias”, diz Estrella.

Novos desafios

A companhia também precisará definir que processo de produção vai adotar. Para o projeto-piloto, há duas possibilidades: deslocar um navio-plataforma de

A DESCOBERTA DO MEGACAMPO DE TUPI ABRE DE FATO NOVAS E EXCELENTE PERSPECTIVAS PARA O SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO, CONFIRMANDO A EXISTÊNCIA DE UMA NOVA FRONTEIRA EXPLORATÓRIA, DE GRANDE POTENCIAL, NO PRÉ-SAL DAS BACIAS MARÍTIMAS DO ESPÍRITO SANTO, CAMPOS E SANTOS. ENTRETANTO, AINDA É PREMATURO, ATÉ MESMO IMPRUDENTE, MENSURAR AS RESERVAS.



Oswaldo Pedrosa
diretor da Aurizônia Petróleo

Retirada estratégica

O anúncio do megacampo de Tupi foi acompanhado pela aprovação de uma resolução no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinando a exclusão de 41 blocos que seriam leiloados na Nona Rodada de Licitações da ANP, nos dias 27 e 28 de novembro. Estes blocos estão na área de influência da nova fronteira exploratória e têm grande potencial de descobertas.

A ministra-chefe da Casa Civil, **Dilma Rousseff**, disse que a decisão

do CNPE de retirar os 41 blocos da rodada da ANP se baseou no interesse nacional: “É a preservação dos interesses do país diante da descoberta de uma riqueza de proporções significativas”, afirmou a ministra, após



participar, na sede da Petrobras, no Rio, de reunião extraordinária do CNPE, com a presença do presidente Luiz Inácio Lula da Silva. Dos 312

blocos previstos na rodada, sobraram os 271 postos em leilão pela Agência.

O ministro interino de Minas e Energia, Néelson Hubner, presidente do CNPE, disse que a resolução do conselho determina rigorosa observação dos direitos adquiridos e atos jurídicos perfeitos, relativos às áreas concedidas ou arrematadas em leilões da ANP. A resolução também levará o Ministério de Minas e Energia a avaliar, no curto prazo, as mudanças necessárias no marco legal que contemplem “um novo paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural” em decorrência da nova província petrolífera.



Foto: Banco de Imagens Petrobras

uma região em declínio para a área de Tupi, ou licitar a construção de um navio específico para a jazida. A decisão dependerá dos custos e dos dados de exploração analisados.

Já para a produção comercial, a empresa também aguarda o resultado de testes em áreas próxi-

mas à nova reserva. Não está descartada a construção de uma infra-estrutura comum, caso essas áreas também sejam viáveis.

Os investimentos necessários para a implantação da planta-piloto e para a exploração comercial de Tupi ainda não foram estimados. Em agosto deste ano, a Pe-

trobras divulgou um programa de investimentos de US\$ 112,4 bilhões para o período de 2008 a 2012 – 58% do total serão destinados à área de exploração e produção. Quando elaborou o orçamento, a Petrobras ainda não conhecia o potencial de Tupi, que poderá promover mudanças no plano de investimento previsto, de acordo com José Sérgio Gabrielli: “Provavelmente, teremos de alterar o orçamento”, disse ele.

Desde sua criação, a Petrobras descobriu no Brasil 25 bilhões de barris de petróleo e gás natural, dos quais já foram produzidos 11 bilhões de barris. As atuais reservas provadas brasileiras são de 14 bilhões de barris. A maior parte deste petróleo e gás natural está localizada em camadas geológicas denominadas “pós-sal”, sendo 80% na Bacia de Campos, com predominância de óleo pesado.

A partir de 2003, a Petrobras expandiu suas atividades e buscou novas fronteiras exploratórias. Em decorrência desse esforço, a Companhia apropriou reservas de 9 bilhões de barris, nos últimos cinco anos.

Metas ambiciosas

Em entrevista, Gabrielli disse que o plano de investimentos da empresa, apresentado em agosto de 2007 e que prevê aplicação de US\$ 112 bilhões até 2012, não contemplaria os investimentos no pré-sal. “O valor deve subir.” A entrada em operação do campo de Tupi, prevista para acontecer em até seis anos, contribuirá para a redução das importações de óleo leve e diesel feitas pela companhia.



Foto: Jr Delmáno, Petrobras

Atualmente, a Petrobras importa 300 mil barris diários de óleo leve. “Das áreas com possibilidade de ocorrência de hidrocarbonetos na camada de pré-sal do litoral brasileiro, cerca de 25% estão atualmente sob concessão. Desses 25%, a Petrobras atua em 70% dos blocos, sozinha ou em parceria.”

Segundo Guilherme Estrella, a previsão é declarar a comercialidade de um primeiro campo na área do pré-sal, no Espírito Santo, em 2009. “Con-

firmando-se os testes na área de Parque das Baleias, vamos interligar o poço à plataforma já instalada no Espírito Santo.”

O diretor disse que a tecnologia de produção para operar neste tipo de campo está disponível, mas o custo é alto. “A tecnologia vai ser aplicada na redução de custos”, afirmou. E salientou que os campos estão situados a 250 km da costa. Ele também informou que a Petrobras está em contato com empresas que detêm tecnologia para aproveitamento do gás dos campos no próprio local. Uma alternativa é instalar térmicas flutuantes que poderiam enviar energia para o continente por meio de cabos submarinos.

Novos horizontes para a indústria de óleo e gás *offshore*

O campo de Tupi é a ponta de um *iceberg*, ou seja, caso se concretize a expectativa de grandes reservas na camada pré-sal, surgirá uma nova fase de desenvolvimentos tecnológicos, dando seqüência ao esforço da última década em tecnologias para águas profundas. “Os investimentos serão vultuosos pela complexidade dos processos de perfuração e tecnologia dos poços”, comenta **Segen Estefen**, diretor de Tecnologia e Inovação da Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/UFRJ).



Segen assegura que a camada de sal, com espessura média de 2 km, situada entre a lâmina d'água e o reservatório, apresenta características diferenciadas em relação à consistência e estabilidade usuais, necessitando de pesquisas que considerem a ação da pressão exercida pelo material da formação sobre os tubos de produção. “É necessário aprimorar as tecnologias de poços, com ênfase para a estabilidade e resistência da tubulação e maior ênfase no uso do conceito de poços inteligentes, que irão propiciar um melhor gerenciamento da produção a partir de informação *on-line* das condições de temperatura, pressão e vazão dos poços”, enumera. “Para isso, são necessários sensores avançados de fibra ótica e infra-estrutura laboratorial de testes em câmara termo-hiperbárica”, explica.

Para Segen, a garantia de escoamento é de vital importância, tendo em vista a elevação média da ordem de seis mil metros até a superfície do mar. “Para isso, se fazem necessárias

tecnologias de bombeio multifásico associado a tubulações que combinem alta resistência à pressão externa e isolamento térmico. Um conceito de duto a ser melhor investigado para este fim é o ‘duto sanduíche’, tubo com as camadas interior e exterior em aço, cujo anular com resistência mecânica deve também proporcionar isolamento térmico”, diz.

Técnicas de Confiabilidade e Análise de Risco serão cada vez mais necessárias para operações seguras e rentáveis. A automação também ganhará maior destaque, tendo em vista a complexidade das operações e a necessidade de intervenções precisas.

“A Petrobras em cooperação com as Universidades brasileiras tem plenas condições de conduzir estes desenvolvimentos técnico-científicos, visto que muitos deles já se encontram em andamento”, ressalta Segen.

Na linha de frente

Meses antes do anúncio da reserva de Tupi, pesquisadores da Coppe/UFRJ já tinham em mãos o projeto de uma nova câmara hiperbárica capaz de simular pressões e temperaturas do ambiente marinho até 7 mil metros de profundidade. A estimativa é de que esta câmara – quarta a ser produzida no Laboratório de Tecnologia Submarina (LTS) da Coppe, para testar equipamentos usados na extração de petróleo no mar – entre em operação no início de 2009.

Em 1989, quando a exploração de petróleo no Brasil ainda não ultrapassava lâminas d'água de 500 m, a Coppe projetou e construiu a primeira câmara hiperbárica capaz de simular pressões e temperaturas do ambiente marinho até mil metros de profundidade. A segunda, projetada três anos depois, simula condições marinhas de até cinco mil metros, e a terceira, com capacidade para sete

mil metros, vem sendo utilizada no momento para testar, em tempo real, sensores de poços inteligentes que monitoram as condições dos poços petrolíferos abaixo do fundo do mar.

O diretor de Tecnologia e Inovação da Coppe, Segen Estefen, explica que nas condições dos poços pré-sal, que se encontram em profundidades de cerca de quatro mil metros abaixo do fundo do mar, é fundamental a utilização de instrumentação avançada com sensores de fibra ótica, os poços inteligentes, para se obter dados em tempo real, viabilizando as tomadas de decisão para otimizar o desempenho dos poços. “Os sensores informam aos operadores os níveis de pressão, temperatura e vazão no poço monitorado. Como estão sujeitos à temperatura elevada associada a alta pressão, devem ser testados em uma câmara termo-hiperbárica em laboratório antes da utilização no campo”, esclarece.

A modelagem de ondas acústicas poderá ajudar a Petrobras a explorar o Campo de Tupi. A técnica vem sendo aperfeiçoada pela equipe do Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia (Lamce) da Coppe, sob a coordenação do professor Luiz Landau. Conhecidas tecnicamente como sísmicas, as ondas acústicas são emitidas em direção ao fundo mar e se propagam no interior das rochas. As ondas são monitoradas por um equipamento chamado hidrofone.

De acordo com o tempo de retorno e a intensidade das ondas refletidas é possível, por meio de técnicas de migração, conhecer as estruturas geológicas em subsuperfície. Depois, para obter algumas propriedades importantes das rochas, operação que indica se ela tem ou não reservas de petróleo, são utilizadas técnicas avançadas de inversão.

É NECESSÁRIO APRIMORAR AS TECNOLOGIAS DE POÇOS, COM ÊNFASE NA ESTABILIDADE E RESISTÊNCIA DA TUBULAÇÃO E NO USO DO CONCEITO DE POÇOS INTELIGENTES, QUE IRÃO PROPICIAR UM MELHOR GERENCIAMENTO DA PRODUÇÃO A PARTIR DE INFORMAÇÃO *ON-LINE* DAS CONDIÇÕES DE TEMPERATURA, PRESSÃO E VAZÃO DOS POÇOS.



Segen Estefen
diretor de Tecnologia
e Inovação da Coppe/UFRJ

“Trabalhamos com modelos que tornam visíveis na tela do computador as informações fornecidas pelas ondas sísmicas. De acordo com sua intensidade, podemos visualizar quando a onda chega a uma camada de sal, ponto em que ela começa a perder energia, provocando uma queda de resolução das camadas subjacentes. Estes modelos podem ser utilizados como ferramenta para implementação de novas técnicas de imageamento que visam melhorar a resolução das estruturas abaixo do sal”, explica o professor.

Investimentos milionários

Mesmo sabendo que não são poucos os desafios tecnológicos a serem enfrentados, os pesquisadores avaliam que o alto custo é hoje o principal desafio. Este poderá chegar a U\$ 30 bilhões, de acordo com os cálculos

do pesquisador da Coppe, **Giuseppe Bacocoli**, que levou em conta os módulos de produção, incluindo plataformas, dutos e perfuração de poços.

Bacocoli estima que com a perfuração de apenas um poço em Tupi a Petrobras gastará em torno de U\$ 120 milhões, o que representa mais de dez vezes o custo da perfuração de outros poços, como os da Bacia de Campos. Segundo o pesquisador, a jazida descoberta está abaixo de 2 mil metros de água, mais 2 mil metros de sedimentos e mais 2 mil metros de sal. “Nesta profundidade, o sal se torna uma massa plástica e impermeável que acaba fechando o poço após ser perfurado. Para evitar este fechamento é preciso utilizar revestimentos feitos de tubos de aço com altíssima resistência, que suporte a temperatura ambiente que chega a variar entre 200° e 300° C. Além disso, a impermeabilidade do sal gera uma pressão ainda maior no poço, e esta precisa ser bem controlada na hora da perfuração para evitar uma explosão, que jorraria petróleo para todo lado”, explica.

Dominar a tecnologia de perfuração da camada de sal é o primeiro passo. O desafio seguinte será levar o petróleo do campo de Tupi até a superfície. Na opinião do professor do Programa de Engenharia Civil da Coppe, Edson Castro Prates de Lima, para transportar o óleo é preciso dispor de dutos (*risers*) resistentes à pressão da camada de água, que aumenta em cada 10 metros de profundidade. O duto tem que ser robusto e, ao mesmo tempo, leve, e ter capacidade para conservar a temperatura do óleo que sai fervendo das rochas e chega ao topo do poço, já no leito marinho, a 100° C. Sem a proteção térmica, o óleo resfria e gera coágulos que entopem o duto.

“Do leito marinho até a superfície serão 2 mil metros a serem percorridos no fundo do mar, onde a temperatura da água é em torno de 4° C, o que poderá provocar uma queda de temperatura no óleo, caso o *riser* não o proteja”, explica Edson. A solução apontada pelo professor implica na utilização de um



tubo de aço flexível feito à base de titânio, que apesar de ser considerado caro é um material bem resistente e adequado para este transporte. “Caso seja inviável economicamente, uma outra opção é injetar nos *risers* produtos químicos que evitem o adensamento do óleo”, complementa o professor Segen.

Para o professor Nelson Ebecken, coordenador do Núcleo de Transferência de Tecnologia (NTT) da Coppe, o desafio é ótimo para a academia, pois motiva várias teses de mestrado e doutorado sobre o tema. O professor perdeu a conta de quantas teses defendidas na instituição já contribuíram para a solução de problemas envolvendo a exploração de petróleo. Entre os alunos, Nelson ressalta o engenheiro Álvaro Maia da Costa, atual assessor do diretor de Exploração e Produção da Petrobras Guilherme de Oliveira Estrella. A tese de doutorado de Maia, defendida no Programa de Engenharia Civil da Coppe, em 1984, abordava exatamente o comportamento da rocha de sal.

Motivação em dobro

Nos três últimos anos, Bacocoli vem acompanhado detalhadamente o comportamento da rocha de sal. O pesquisador, que vem levantando dados geológicos e geofísicos sobre o Campo de Tupi, afirma que o Brasil tem tudo para superar as dificuldades em relação aos altos investimentos que serão necessários. “Uma vez confirmada as reservas recuperáveis de 8 bilhões de barris de óleo – do qual 85% são de petróleo leve – todos os investimentos serão compensados. Além disso, esta é uma estimativa inicial e o reservatório pode ser maior do que imaginamos, e mesmo assim já estamos aumentando as nossas reservas em 50%”, conclui o pesquisador que estima que para o ano de 2014 o pico de produção no Campo de Tupi seja de cerca de 1 milhão de barris ao dia. ■