

Tecnologia nacional para extrair petróleo e gás do pré-sal

Produção em 2020 deverá atingir mais de 1,8 milhão de barris/dia

Flávia Gouveia

Desde o anúncio da existência de reservas de petróleo e gás na faixa do subsolo oceânico brasileiro que antecede a densa camada de sal – o chamado pré-sal – muito se tem noticiado sobre o tema: regulamentações, sistemas de exploração e produção, privilégios, concorrência, investimentos e retornos. Mas para entender as discussões é preciso também conhecer os aspectos científicos e tecnológicos e seus desdobramentos.

A descoberta do “ouro negro” na bacia sedimentar de Santos (RJ e SP) e no Parque das Baleias (ES – pertencente à Bacia de Campos) data de 2006 e tem desviado as atenções do mundo, então focadas na produção da cana-de-açúcar para fabricação de etanol, no contexto de crise energética e preocupações ambientais.

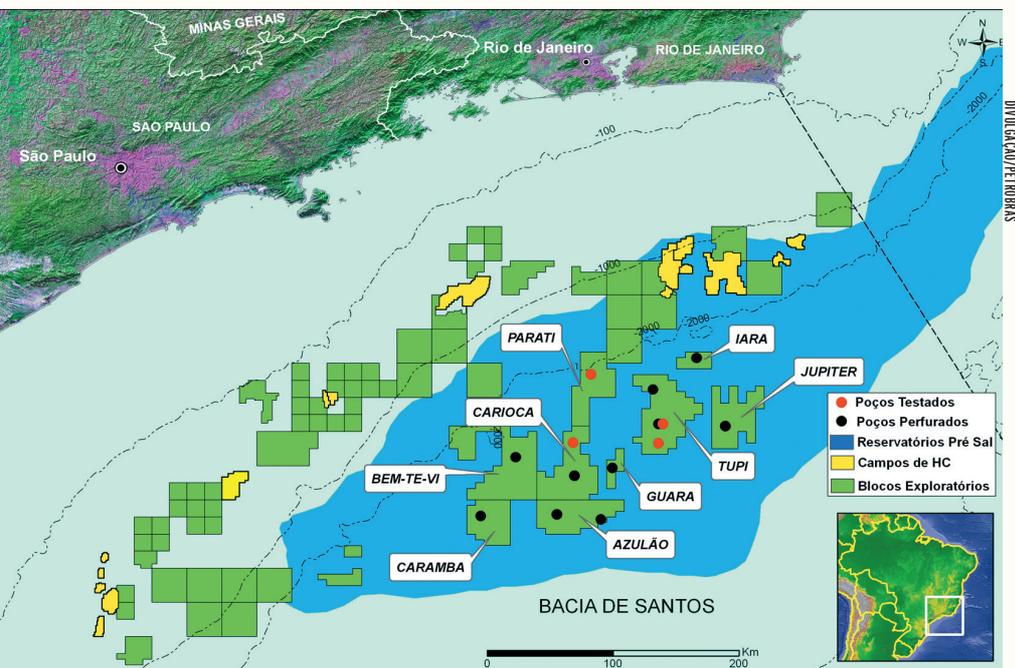
O petróleo encontrado situa-se numa área de 800 quilômetros de extensão entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, em profundidades que ultrapassam os 7 mil metros em relação ao nível do mar, o que exige um domínio tecnológico nada trivial para que seja extraído e bem aproveitado. As reservas do pré-sal ainda não foram totalmente identificadas e mensuradas. Apenas os volumes de produção potencial nas áreas de Tupi, Iara, Guará e Parque das Baleias foram anunciados (ver mapa), o que já representa mais que o dobro da produção originada pelas demais reservas já conhecidas no país.

Os volumes totais previstos vão de 10,6 a 16 bilhões de barris de óleo equivalente (boe - que inclui

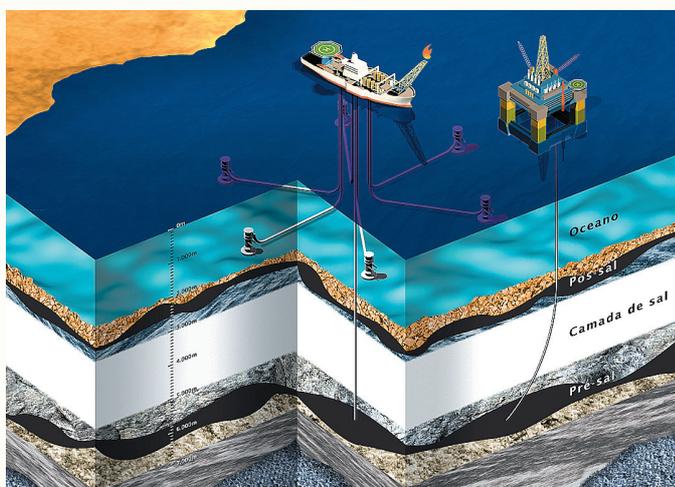
petróleo e gás) recuperáveis, assim distribuídos: 5 a 8 bilhões de boe em Tupi; 3 a 4 bilhões de boe em Iara; 1,1 a 2 bilhões de boe em Guará e 1,5 a 2 bilhões de boe no Parque das Baleias (que inclui Jubarte, Baleia Branca e Baleia Azul). A Petrobras prevê que esses campos produzirão mais de 1,8 milhão de barris por dia em 2020. Somando-se o restante da produção brasileira, o país deverá gerar cerca de 4 milhões de barris/dia. “Mas essas estimativas dependerão também da taxa de sucesso atingida, que é considerada alta quando o aproveitamento das jazidas é de 70 a 80%”, explica José Goldenberg, professor do Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE) da USP.

Toda a euforia em torno da descoberta de petróleo no pré-sal explica-se no contexto de previsões de aumento da demanda mundial e de aproximação do prazo de esgotamento das jazidas conhecidas, de extração mais fácil. “Infelizmente, o mundo ainda é muito dependente desse recurso não-renovável”, diz Goldenberg. Segundo as previsões da Agência Internacional de Energia (AIE) para 2010, a demanda mundial de petróleo deve crescer, em função da recuperação da economia mundial – e sobretudo da Índia, China e países ricos do Ocidente –, para quase 1,5 milhão de barris por dia, chegando a 86,3 milhões de barris diários.

TECNOLOGIA PARA A DESCOBERTA Mas o petróleo existente na camada pré-sal não é de fácil extração e mesmo sua



dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). A Petrobras obteve essa licença em áreas localizadas na Bacia de Santos e estimou que, para os campos de Tupi e Iracema, do bloco chamado BM-S-11, as reservas são de 5 a 8 bilhões de barris de óleo recuperáveis.



QUALIDADE SUPERIOR O óleo do pré-sal é de densidade considerada média, baixa acidez e baixo teor de enxofre, características de um óleo de boa qualidade e preço satisfatório no mercado petrolífero. A qualidade do petróleo é medida pela escala API, desenvolvida pelo Instituto Americano de Petróleo (API, na sigla em inglês), segundo a qual um óleo com densidade maior que 30° API é classificado como leve, enquanto um óleo pesado tem menos de 19° e apresenta alta viscosidade e alta densidade. A referência internacional de alta qualidade é o petróleo com mais de 40° API, como é o petróleo árabe. No Brasil, o petróleo de melhor qualidade foi descoberto em 1987, em Urucu, na Amazônia, e possui 44° API. Por ser um óleo muito leve, a partir dele são produzidos principalmente derivados de alto valor agregado, como o diesel e a nafta. “No entanto, a produção diária de 50 mil barris desse óleo de excelente qualidade é muito pequena”, esclarece o engenheiro Antônio Pinto, gerente de concepção e alinhamento de projetos da Petrobras.

descoberta envolveu esforços significativos. Graças aos avanços na área de sísmica de reflexão foi possível detectar jazidas abaixo de uma camada salina que chega a 2 mil metros de espessura e com temperaturas muito elevadas. Os materiais para prospecção e extração são submetidos a variações de temperatura superiores a 80° C. Atualmente, a geofísica é capaz de oferecer novas tecnologias capazes de melhorar o imageamento dos dados em profundidade, como fontes acústicas com maior potência, coletas repetitivas (4D) e técnicas *wide azimuth* para melhorar a resolução do sinal sísmico no reservatório.

Na Bacia de Campos, responsável por aproximadamente 90% do petróleo produzido em território nacional (extraído da camada pós-sal), a densidade média do óleo extraído é próxima de 20° API, ou seja, um óleo mais pesado. A extração desse óleo é muito mais complexa e cara do que a do óleo leve. Seu refino torna-se também mais dispendioso, em muitos casos inviabilizando comercialmente a produção.

A prospecção do petróleo em grandes profundidades é feita principalmente por meio de atividades sísmicas, autorizadas somente com a obtenção de licença do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e

A baixa qualidade desse óleo explica porque a au-

tossuficiência volumétrica alcançada pela Petrobras em 2007 não a livrou da dependência de importações do óleo leve, usado para fazer um mix que torne o processo menos oneroso. Por isso a empresa importa óleo leve, e exporta petróleo pesado, desequilibrando sua balança comercial. “Por sua qualidade superior, o óleo encontrado no pré-sal de Tupi, na Bacia de Santos, com 28,5° API, traz boas perspectivas, mesmo diante dos altos custos de extração”, diz Antônio Pinto. A Petrobras é a operadora desse campo, onde detém 65% de participação, sendo que a empresa britânica British Gas (BG Group) possui 25%, e a portuguesa Petrogal/Galp, 10%.

A empresa brasileira desenvolveu projetos de perfuração que permitiram atravessar a camada de sal e perfurou o primeiro poço para buscar petróleo no pré-sal (Parati) em 2005. O processo demorou mais de um ano para ser concluído e custou US\$ 240 milhões. Segundo o assistente da área de exploração e produção da Petrobras no pré-sal, Alberto Sampaio, a companhia já consegue perfurar um poço em um período de três a quatro meses, a um custo de US\$ 100 milhões. “Estamos trabalhando para reduzir cada vez mais o tempo de perfuração e seu custo. Essas são metas constantes para a Petrobras”, diz Sampaio.

Quanto à qualidade do gás do pré-sal, Sampaio explica que se trata de um gás rico, no qual se encontra uma grande variedade de componentes intermediários (como propano, butano e outros) que permitem a extração de muitos produtos de valor alto. O ponto negativo, lembra Sampaio, é que o gás de alguns reservatórios do pré-sal é contaminado com uma grande quantidade de dióxido de carbono (CO₂). Em Tupi, a presença de CO₂ pode variar de 8 a 12%. “Vamos separar o CO₂ do gás por meio da tecnologia de separação por membranas, desenvolvida por fornecedores. O equipamento identifica as moléculas e as separa. A contaminação desaparece, mas, evidentemente, o custo aumenta”, diz Antônio Pinto.



Um dos desafios é vencer a distância das acumulações do pré-sal da costa, que é de aproximadamente 300 quilômetros

GRANDES DESAFIOS O campo de Tupi está operando em teste de longa duração (TLD) desde maio do ano passado e a previsão é que essa fase termine em outubro deste ano. A produção estimada inicialmente para o TLD de Tupi era de 14 mil boe por dia, mas após a última paralisação das operações (ocorreram duas, por razões técnicas), em setembro de 2009, foi ampliada a vazão dos poços, levando a uma produção constante de 20 mil boe por dia. “Dessa forma, poderemos cumprir a previsão inicial de produção para o período do TLD feita junto à ANP”, diz Antônio Pinto. Jubarte também iniciou a fase de TLD, em agosto de 2009, mas apenas Tupi entrará em fase experimental de produção em 2010, no mês de dezembro. Esse é o prazo estabelecido para a declaração de comercialidade da área de Tupi junto à Agência Nacional do Petróleo (ANP). Só então será possível obter a concessão definitiva.

O piloto de Tupi terá produção de 100 mil barris por dia, segundo Antônio Pinto, e já poderá ser explorado comercialmente. Para ele, “muitos desafios terão de ser vencidos até lá. As necessidades de

redução de custos não estarão todas solucionadas, o preço do petróleo no mercado internacional será outro parâmetro importante, mas isso não impedirá a produção do piloto para fins comerciais”.

Entre os grandes desafios está o barateamento do custo de produção e do transporte do gás, da plataforma à costa, economicamente inviável se ocorrer apenas por gasodutos. “Ainda assim, temos um projeto de construção de um gasoduto que ligará Tupi ao campo de Mexilhão, na Bacia de Santos”, diz Sampaio. Outras alternativas podem ser aplicadas, como GTL (*gas to liquid*) e GTS (*gas to solid*). A primeira delas está sendo desenvolvida pela Petrobras em parceria com empresas estrangeiras que detêm essa tecnologia. A outra saída é a queima do gás, mas o limite de queima permitido pela ANP é muito inferior ao que deverá ser gerado na produção dos poços de petróleo do pré-sal. Assim, para que a produção dos poços da área do pré-sal tenha sucesso comercial, esse gargalo precisa ser resolvido (*ver artigo de Ricardo Carvalho Rodrigues nesta revista*). No transporte do óleo, a Petrobras informou que terá provavelmente a convivência entre navio e oleoduto.

Para a extração de petróleo, a grande dificuldade tecnológica relaciona-se menos à profundidade do que à instabilidade da camada de sal. A Petrobras possui vários poços de extração de petróleo em águas profundas e domina essa tecnologia, mas é a primeira vez que enfrenta o desafio de atravessar uma camada salina menos dura do que a rochosa, mas também menos estável. Essa tecnologia pioneira está sendo desenvolvida em parceria com o Núcleo de Transferência de Tecnologia (NTT) da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (Coppe) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), que há anos trabalha em parceria com a Petrobras.

A corrosão é também um obstáculo a ser enfrentado para a perfuração dos poços no pré-sal. Os tubos e as válvulas instaladas no fundo do mar terão

de resistir à alta concentração de CO₂ e enxofre de alguns poços, e à agressividade química do sal. Para lidar com esse problema, Sampaio informa que a Petrobras utiliza ligas de aço especiais, desenvolvidas por empresas multinacionais.

A resistência do aço contra possíveis trincas no ambiente hostil do pré-sal deverá ser aumentada com a introdução no mercado da tecnologia CLC (*Continuous on Line Control*) pela Usiminas, prevista para 2011. A empresa fez um acordo de transferência dessa tecnologia com uma de suas acionistas, a japonesa Nippon Steel. Darcton Damiano, diretor de pesquisa e inovação da Usiminas, explica que a tecnologia baseia-se num sistema de resfriamento acelerado das chapas de aço. “É o estado da arte em resistência de aço e atenderá às necessidades da indústria de óleo e gás, sobretudo para operações no pré-sal”, diz.

Outro importante desafio é compreender melhor a formação geológica do petróleo e do gás do pré-sal. O sucesso da exploração dos novos campos depende de uma maior familiaridade com as tão particulares características das rochas carbonáticas microbianas brasileiras, as únicas no mundo que alojam hidrocarbonetos. É preciso investigar mais sobre essas rochas e as três camadas rochosas onde estão o petróleo e o gás do pré-sal: rocha geradora, rocha reservatório e rocha selante (camada de sal). Para isso, a Petrobras firmou uma parceria com a Universidade Estadual Paulista (Unesp).

A organização logística é mais um gargalo: como suportar o transporte das pessoas e o suprimento de cargas e diesel para a operação das sondas e das plataformas de produção? A distância das acumulações do pré-sal da costa é de aproximadamente 300 quilômetros, que é o alcance máximo da autonomia de voo da maior parte dos helicópteros. O tempo de navegação dos rebocadores também é relativamente grande, em função dessa distância. A solução, ainda em

MARCO REGULATÓRIO

O marco regulatório do pré-sal ainda está para ser aprovado pelo governo brasileiro. Os contratos firmados nas áreas já concedidas (28% da área total) seguirão o regime de concessão, segundo o qual as atividades não sofrem interferência do governo, respeitada a regulação existente (criada em 1997). Assim, o petróleo e o gás extraídos dessas áreas pertencerão aos concessionários, após o pagamento de royalties e outras participações governamentais.

Atualmente, o governo propõe a alteração do regime para o de partilha, para obter maior controle da exploração, mediante quatro projetos de lei (PLs) levados à apreciação do poder legislativo em agosto de 2009. Os PLs contemplam a instituição do sistema de partilha; a criação de uma empresa estatal (a Petro-Sal); a formação de um fundo social com recursos gerados no pré-sal e a cessão à Petrobras do direito de exercer as atividades de exploração e produção em determinadas áreas do pré-sal, até o limite de 5 bilhões de barris, em troca indireta de ações da estatal (cessão onerosa).

A Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural SA – a Petro-Sal – foi criada em novembro de 2009 e será responsável pela gestão dos contratos da partilha de produção e dos contratos para a comercialização de petróleo e gás natural da União. À Petrobras caberão as atividades de exploração e produção. Segundo a proposta do governo, a Petrobras irá operar todos os blocos sob o novo sistema, com participação mínima de 30%, o que é alvo de críticas.

Para Wagner Freire, ex-diretor de exploração e produção da Petrobras e atual presidente da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo (ABpip), não há razão para essa proteção à Petrobras. Ele cita os exemplos dos Estados Unidos e do México, em que várias empresas independentes participam do mercado de petróleo com direitos iguais. “Privilégios como os que recebe a Petrobras não se vê em outro lugar do mundo. Não há razões naturais que os justifiquem”, argumenta Freire.

Dos sete principais blocos da Bacia de Santos, apenas um, o bloco BM-S-22, não tem o controle da Petrobras, mas sim da Exxon, que descobriu petróleo no bloco. Sob a regulamentação do regime de concessão, o bloco é detido também pela Hess (com 40%) e pela Petrobras (com 20%).

avaliação pela empresa, pode incluir a implantação de bases intermediárias entre a plataforma e a costa (*hubs*), onde haja diesel e carga armazenados e transferência de pessoas de um transporte para outro.

Outras pesquisas sobre o pré-sal e formas de vencer seus desafios vêm sendo desenvolvidas em parcerias entre empresas, universidades e institutos de pesquisa, muitas em caráter sigiloso, visto que a exploração desse mercado parece muito atraente e envolve interesses concorrentes. Segundo Sampaio, não há barreiras para a produção originária das acumulações do pré-sal.

QUEM PARTICIPA A petroleira nacional Petrobras, empresa com maior presença nas atividades de exploração e produção do pré-sal (*ver box Marco Regulatório*), possui inúmeros projetos de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias ligadas ao pré-sal. Seu centro de pesquisas, o Cenpes, está organizado em 30 unidades-piloto e 137 laboratórios. Um dos programas do Cenpes é o Pró-Sal – Programa Tec-

nológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios Pré-Sal –, que tem dezenas de projetos voltados para a busca de soluções nas áreas de engenharia de poço, engenharia de reservatório e garantia de escoamento.

Além disso, a Petrobras realiza parcerias tecnológicas no âmbito da Rede Galileu – uma rede de alto desempenho envolvendo quinze universidades brasileiras, especializada em mecânica computacional e visualização científica para solucionar seus problemas de engenharia – e em acordos de cooperação com várias universidades e institutos de pesquisa, como a Universidade Estadual Paulista (Unesp), Universidade de São Paulo (USP), Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Universidade Federal de São Carlos (UFSCar), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Universidade Federal da Bahia (UFBA), Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT) e outros. Conforme informou a Petrobras, por meio de sua assessoria de imprensa, entre 2006 e 2009 a empresa investiu

GRAÇAS AOS AVANÇOS NA ÁREA DE SÍSMICA DE REFLEXÃO FOI POSSÍVEL DETECTAR JAZIDAS ABAIXO DE UMA CAMADA SALINA QUE CHEGA A 2 MIL METROS DE ESPESSURA E COM TEMPERATURAS MUITO ELEVADAS

cerca de R\$ 1,8 bilhão em universidades e institutos de pesquisa brasileiros. As obrigações dos contratos de concessão levaram a empresa a instituir o modelo de redes temáticas em 2006, e desde então o número de temas abordados cresceu. Hoje já são 50 redes, reunindo 80 instituições no país.

Parques tecnológicos, como o de Santos e do Rio, abrigam unidades de várias empresas e institutos de pesquisa em projetos conjuntos sobre o pré-sal. “O parque da UFRJ destaca-se também na incubação de empresas. Das 53 empresas nascidas no parque, 40% são da cadeia de petróleo, a exemplo da TGT, Ambidados, Virtually e Pam Membranas”, diz Maurício Guedes, diretor do parque.

Participam também dos estudos e desenvolvimentos sobre o pré-sal diversas outras empresas de diferentes portes que atuam em mercados afins, com ou sem parcerias com a Petrobras – como os fornecedores Schlumberger, Usiminas, Baker Hughes, Confab, StrataGeo Soluções Tecnológicas, Flamoil Serviços, Lupatech, Fugro Lasa, PGS Petroleum Geo Services, CGG Veritas, entre outros.

Grandes multinacionais concorrentes do próprio ramo do petróleo também se destacam na introdução de tecnologias desenvolvidas no mundo todo para exploração do pré-sal, como as norte-americanas Exxon, Amerada Hess e Anadarko, as portuguesas Galp e Partex, a espanhola Repsol, a anglo-holandesa Shell e a inglesa BG.

RISCOS AMBIENTAIS Se muitas perspectivas econômicas apontam para a lucratividade dos negócios ligados ao pré-sal, o que dizer dos riscos ambientais envolvidos? O CO₂, principal gás causador do efeito estufa, está presente em alta concentração nos hidrocarbonetos do pré-sal. Separá-lo do gás natural e reinjetá-lo em seu reservatório subterrâneo é uma das propostas de solução da Petrobras, que declarou intenções de não lançar o CO₂ na atmosfera, o que

exige mais investimentos e tecnologia.

Ainda que a concepção do processo de reinjeção do gás no subsolo tenha sucesso, o refino do petróleo, bem como a fabricação de seus derivados e os subprodutos de sua utilização são fortemente emissores de CO₂, sem falar nos tradicionais riscos de vazamentos no mar e as sérias consequências sobre a vida marinha e as cadeias alimentares do planeta. Soluções para esses problemas também devem entrar na pauta dos investidores no pré-sal.

Dois projetos da Petrobras desenvolvidos por docentes do campus da Unesp do litoral paulista, em São Vicente, e aprovados pelo Promimp, buscam garantir ações rápidas e eficientes contra acidentes associados à extração e produção de petróleo na Bacia de Santos. Um deles propõe a instalação de filtros à base de carvão ativado no fundo do mar, para a absorção do óleo em casos de vazamentos em navios ou plataformas. O outro visa à implantação de um centro de referência regional para estudos, controle e monitoramento de ambientes aquáticos e terrestres, com o objetivo de proteger a biodiversidade das regiões exploradas.

A obtenção da licença do Ibama para a prospecção do subsolo por atividades sísmicas depende da avaliação do estudo de impacto ambiental apresentado pela empresa que recebeu a concessão da área, em conformidade com as normas do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama). As áreas de águas rasas (de profundidade até 400 metros) e do entorno do Atol de Abrolhos (BA) – habitat de baleias jubarte – são protegidas pelo Ibama e não podem receber atividades de exploração. Mas suspeita-se que, nas regiões prospectadas, os pulsos sonoros da atividade sísmica possam ser causadores de desequilíbrios na fauna marinha, resultando em encalhes de golfinhos e baleias, bem como de alterações nos comportamentos de acasalamento e desova, e mesmo no desvio de rotas de tartarugas marinhas.