

O futuro do óleo num cenário d

56

ENGENHARIA/2007
581



Foto: Divulgação/Petrobras

Pólo industrial da Petrobras em Urucu (AM)

e gás e transformações

POR JUAN GARRIDO

A despeito dos atuais – e justificados – temores trazidos pelos desastres climáticos, atribuídos pela comunidade científica ao aquecimento global provocado pela queima de combustíveis fósseis – cujos gases provocam o efeito estufa –, a maioria dos estudos de entidades internacionais visando traçar cenários futuros para o setor energético mundial tem apontado que o óleo e o gás natural continuarão prevalecendo como fonte primária de energia pelas próximas duas décadas. Além disso, alguns especialistas entendem que a transição completa para formas mais limpas de energia pode levar até 100 anos. No caso do Brasil, onde a gigante Petrobras está gerindo o imenso portfólio de investimentos de 87,1 bilhões de dólares para o período 2007 a 2011 – numa média anual de 17,4 bilhões de dólares, a maior parte no Brasil –, as perspectivas do setor de óleo e gás são bastante animadoras, devendo, a exemplo de anos anteriores, se constituir no propulsor de negócios nas áreas de serviços de engenharia, construção e montagem industrial. Este cenário tende a se intensificar com a continuidade da prospecção de hidrocarbonetos na costa brasileira, ampliação das unidades de refino, aumento da malha de dutos, assim como o desenvolvimento de unidades para biocombustíveis

ESPECIAL SETOR DE ÓLEO E GÁS

58

ENGENHARIA/2007
581

A cada ano que passa mais aumentam as preocupações com a possibilidade de esgotamento das reservas petrolíferas mundiais. Embora fontes de grande credibilidade, como a conceituada revista *Scientific American*, no número de setembro de 2006, destaquem que já não se acredita mais no chamado "pico do petróleo", devido às reservas de óleos pesados do Canadá e Venezuela, consideradas as maiores do mundo – ainda que sua extração seja mais cara. Na faixa do Rio Orinoco, a empresa estatal de petróleo venezuelana, PDVSA, estima que 1,2 trilhão de barris de petróleo pesado estejam a poucos milhares de metros da superfície. Os depósitos do Canadá seriam ainda maiores: os cálculos variam de 1,6 trilhão a estonteantes 2,5 trilhões de barris. Toda a produção de petróleo segue uma curva em forma de sino (curva de Hubbert). Na parte ascendente da curva os custos de produção são significativamente mais baixos do que na parte descendente, quando é necessário um maior esforço (despesa) para extrair petróleo de poços que vão ficando vazios. Para simplificar: o petróleo é abundante e barato na curva ascendente, escasso e caro na curva descendente. O pico da curva coincide com o ponto em que as reservas mundiais de petróleo estão consumidas em 50%. "Peak Oil" (pico do petróleo) é o termo da indústria para o topo da curva. Uma vez passado o pico, a produção de petróleo começa a decair enquanto os custos começam a subir.

O problema dessas super-reservas do Canadá e Venezuela é que elas consistem em óleo enterrado em depósitos de areia, o que requer um processo de refino especial para ser convertido no chamado "syncrude" (petróleo de alcatrão). A transformação custa muito, mas o produto final tem todas as qualidades do petróleo leve convencional. Outro sério inconveniente é que o processo é muito mais agressivo ao meio ambiente. Mas como, segundo alguns especialistas, a transição para formas mais limpas de energia poderá durar até 100 anos, a abundância desse tipo de óleo poderia salvar muitos setores da economia enquanto as al-

Com a modificação na relação de forças entre as maiores de outrora, as "sete irmãs", que hoje são cinco – ExxonMobil, Shell, BP, Total e Chevron –, controlam apenas 9% das jazidas conhecidas. As novas gigantes do petróleo são as companhias nacionais dos países-membros exportadores da Opep



Foto: Divulgação/Petrobras

ternativas limpas não são desenvolvidas.

Há consultores internacionais, no entanto, que apontam como principais riscos atuais não o possível esgotamento dos recursos no subsolo, mas sim aquilo que está acontecendo na superfície: geopolítica e o ressurgimento em algumas regiões do mundo de um nacionalismo de recursos energéticos que aproveita a onda dos preços altos do petróleo para surfar com desenvoltura. Tanto que, apesar do impacto da decisão do governo venezuelano, de assumir (no dia 1.º de maio último) o controle acionário e operativo das empresas transnacionais que operam na faixa do Orinoco, desta vez as gigantes estrangeiras não foram surpreendidas. Uma semana antes do anúncio do controle operacional das petroleiras privadas, o Ministério de Minas e Energia da Venezuela fez um acordo com essas empresas que operam na região para a transferência da maioria das suas ações à PDVSA.

Outra preocupação séria agora é o possível avanço do uso do carvão, cada vez mais vantajoso com os atuais níveis de preço (alto) do petróleo, contribuindo para a temida concentração de 500 ppm (partes por milhão) de dióxido de carbono na atmosfera.

De qualquer forma, especialistas e entidades nacionais e internacionais vêm multi-

plicando os estudos e projeções, visando traçar cenários futuros para o setor energético mundial, particularmente o de petróleo e gás natural. As inquietações já não se restringem apenas às importações do Oriente Médio, região de turbulências crônicas. Abrangem o conjunto mundial de produção, refino e transporte de petróleo e gás. Sinais de alarme soam cada vez mais freqüentemente, vindos tanto de dirigentes políticos como de especialistas independentes. Em seu último relatório bienal "Perspectivas Energéticas Mundiais", publicado em 7 de setembro de 2005 e relativo ao período de 2004 a 2030, a Agência Internacional de Energia, AIE (criada pelos países industrializados depois do embargo promovido pelos produtores árabes em 1973), chega a afirmar que "os riscos para a segurança energética aumentarão muito, em curto espaço de tempo", e que "a vulnerabilidade a perturbações no nível de reservas se acentuará com o aumento do comércio global".

A nacionalização das reservas de gás e petróleo da Bolívia (incluída a radicalização do processo também em 1.º de maio último) e a decisão da Venezuela de assumir o controle acionário e operativo das empresas transnacionais são só mais dois indícios do acirramento da disputa mundial pelo controle das reservas de combustíveis não-renováveis. Uma constante na história da exploração comercial do petróleo e do gás, a competição vem se adensando com o aumento da demanda da China e da Índia e com a postura mais afirmativa da Rússia desde que o país emergiu da conjuntura econômica negativa dos anos 1990. Nos Estados Unidos, a contenda se revestiu de um senso de emergência após a constatação de que a invasão do

ESPECIAL SETOR DE ÓLEO E GÁS

60

ENGENHARIA/2007
581

Iraque não produziu os resultados esperados e a produção iraquiana ficou muito aquém dos níveis anteriores à Guerra do Golfo, em 1991.

Durante os três últimos anos, a maior parte da demanda extra por hidrocarbonetos veio da China e da Índia, que agora cuidam de montar sua estratégia de expansão fora de suas fronteiras nacionais. Esse é um dos sinais das grandes mudanças ora em andamento no mercado mundial de petróleo. Por todo o planeta, protagonistas bem definidos operam na exploração e produção, repartindo as reservas mundiais de óleo e gás entre si. Com a modificação na relação de forças entre as "maiores" de outros tempos, as "sete irmãs" (que hoje são cinco - ExxonMobil, Shell, BP, Total e Chevron) controlam apenas 9% das jazidas. As novas gigantes do petróleo são as companhias nacionais dos países-membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo, Opep. Aliás, a criação da Opep foi um movimento reivindicativo em reação a uma política de achatamento de preços praticada por aquele cartel das grandes empresas petrolíferas ocidentais (Standard Oil, Royal Dutch Shell, Mobil, Gulf, BP e Standard Oil da Califórnia). Dez dessas companhias dispõem da maior parte das reservas (53%), detendo um poder nada desprezível. Outras companhias nacionais exploram outros 16% das reservas, em nações como a Brasil, China, Índia e Malásia. A fora o Brasil, que ainda não estourou no crescimento econômico, nos demais a demanda por óleo e gás cresce no ritmo alucinante de seus PIBs

Do ponto de vista das empresas brasileiras de engenharia e construção as perspectivas do setor de óleo e gás no país são bastante promissoras, devendo, a exemplo dos anos anteriores, se constituir no propulsor de negócios nas áreas de serviços, montagem industrial e fornecimento de equipamentos e peças

O embate feroz ocorre tanto entre países quanto dentro das nações produtoras. Os líderes de governos como os da Venezuela, da Rússia, da Bolívia e do Equador reforçam o controle estatal sobre a produção, em busca de ganhos políticos e estratégicos ou em resposta a pressões populares por maior participação nos lucros da exploração. Segundo lembram observadores do setor de óleo e gás, a Rússia sustenta, há anos, que a energia é um setor estratégico. Nesse contexto, Vladimir Putin, dizendo-se o refundador do Estado russo, precisa das receitas petrolíferas para financiar seu orçamento, equilibrar suas relações econômicas com o mundo e existir na arena diplomática internacional.

A despeito dos atuais - e justificados - temores trazidos pelos desastres climáticos, a maioria daqueles estudos e projeções citados no início desta reportagem tem apontado que o petróleo continuará prevalecendo como fonte primária de energia pelas próximas duas décadas. No caso do Brasil, a atual conjuntura energética se caracteriza, por exemplo, pela auto-suficiência alcançada na produção de petróleo, pela crescente produção de etanol no país, pela necessidade de novas alternativas de suprimento de gás natural, e também pela auto-suficiência - que está em vias de ser alcançada - em gás liquefeito de petróleo, GLP. Segundo informações oficiais da gigante brasileira Petrobras para esta edição, os atuais investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica da companhia - líder mundial na exploração em águas profundas - vão garantir a sustentabilidade da auto-suficiência da produção nacional de petróleo.

De acordo com a nota da

nacionais. Há, também, as independentes. Em geral, empresas privadas, freqüentemente ocidentais, de porte mais modesto que as empresas estatais, mas que reinam sobre um quinto das reservas mundiais de hidrocarbonetos.

Petrobras, "tal sustentabilidade está assegurada para os próximos anos apenas com os campos já descobertos e em desenvolvimento pela companhia, envolvendo a instalação de 15 grandes projetos de produção de petróleo e gás nas bacias de Campos, Espírito Santo e Sergipe/Alagoas. Para um prazo mais longo a empresa conta com significativas descobertas, ainda em fase de avaliação, e com um portfólio de 144 blocos exploratórios arrematados nos leilões na Agência Nacional de Petróleo, ANP, gás natural e biocombustíveis. Somente em 2006 a Petrobras declarou a comercialidade de 27 novas descobertas".

Futuro promissor para engenharia

Do ponto de vista das empresas brasileiras de engenharia e construção as perspectivas do setor de óleo e gás no país, no atual cenário de transformações, são bastante promissoras, devendo, a exemplo dos anos anteriores, se constituir no propulsor de negócios nas áreas de serviços de engenharia, construção e montagem industrial e fornecimento de equipamentos. Segundo Marcio Alberto Cancellara, diretor da Projectus Consultoria, por exemplo, "a tendência positiva vai se intensificar com a continuidade da prospecção de hidrocarbonetos na costa brasileira, ampliação das unidades de refino, ampliação da malha de dutos, assim como o desenvolvimento de unidades para biocombustíveis". A Projectus está desenvolvendo diversos programas de atualização tecnológica e ferramentas de gestão objetivando estar preparada para os desafios que se afiguram. "Neste sentido temos um grupo especial para

definição de estratégias e diretrizes para automação de projetos e possuímos sistema integrado de gestão abrangendo as certificações ISO 9001, de qualidade, ISO 14001, de meio ambiente, e OHSAS 18001, de segurança e saúde ocupacional", informa Cancellara, acrescentando que a empresa adquiriu um sistema integrado de planejamento de recursos - Enterprise Resource Planning, ERP - para melhoria de seu sistema corporativo.

Foto: Divulgação



Marcio Alberto Cancellara,
diretor da Projectus Consultoria



Ricardo Pessoa, presidente da UTC Engenharia e presidente da Abemi

Foto: Divulgação



Outro empresário que utiliza o mesmo termo "promissor" para definir o cenário brasileiro de óleo e gás natural para 2007 e anos seguintes, em termos de oportunidades de negócios, é o eng.º Ricardo Pessoa, presidente da UTC Engenharia e também presidente da Associação Brasileira de Engenharia Industrial, Abemi. "Na área industrial em geral, o gás natural lidera a corrida e o volume de investimentos. Mesmo que por infelicidade o Brasil não venha a expandir o seu PIB nos próximos anos, o segmento de gás na indústria continuará crescendo numa dimensão, digamos, chinesa, ou talvez um pouquinho menos. Isso porque existem investimentos finalizados e outros sendo realmente realizados. Então, para o mercado de engenharia industrial, nós divisamos pela frente anos muito promissores."

Segundo Pessoa, a UTC, criada em 1974, é pioneira na área offshore de óleo e gás. "Atuamos com a Petrobras desde a época das jaquetas, das águas rasas, construindo plataforma

fixas e depois partimos para as plataformas submersíveis. Nosso principal cliente continua sendo, naturalmente, a Petrobras. Mas trabalhamos para todas as operadoras de óleo que buscam oportunidades no Brasil. A Petrobras, no entanto, é agora nosso foco ainda mais forte, pelo volume de investimentos que ela sinalizou e está realizando. Nós estamos tanto na área de exploração e produção como na de refino e transportes. Temos muito bom relacionamento também com clientes estrangeiros como Rolls Royce, Dresser, Chevron, Devon Energy e El Paso, com quem tivemos projetos no passado. No momento não estamos tocando nada juntos, mas a perspectiva é de que surjam novos contratos se levarmos em consideração que as operadoras privadas nacionais e estrangeiras deverão investir nos próximos cinco anos o correspondente a



Marcelo Corrêa, consultor de empresas de óleo e gás e diretor da Abemi

Foto: Leonardo Moreira

uns 25% do tanto que a Petrobras pretende aplicar, ou seja, 87,1 bilhões de dólares no período 2007 a 2011." Ainda que o nome da Petrobras seja o que vem à mente quando se pensa em exploração de óleo e gás no Brasil, desde

que o governo acabou com o monopólio da estatal, em agosto de 1997, e permitiu a entrada da iniciativa privada nos investimentos do setor, entraram para a lista mais de 60 companhias, muitas delas nacionais. Algumas estão há muito pouco tempo no mercado, como a capixaba Vitória Ambiental, mas outras como Aurizônia Petróleo, PetroRecôncavo, Sinergy e Starfish já estão extraíndo barris comercializáveis.

O caso da Starfish é interessante. Trata-se de uma sociedade anônima com 74 acionistas especializados no setor de petróleo e nenhum

Compromisso, seriedade e responsabilidade. Marcas da UTC Engenharia.



Há mais de 30 anos atuando no mercado brasileiro, a UTC Engenharia é uma das principais empresas brasileiras de construção e montagem industrial nos setores de petróleo e gás, petroquímica, geração de energia, siderurgia, metalurgia e outras áreas com finalidade industrial.

Nossa qualidade e responsabilidade trouxeram diversas certificações, entre elas: ISO 9001:2000, ISO 14001 e OSHAS 18000 e, recentemente, a SA 8000*.

E o compromisso da UTC Engenharia continua para os próximos anos: estar presente no desenvolvimento e crescimento do país.

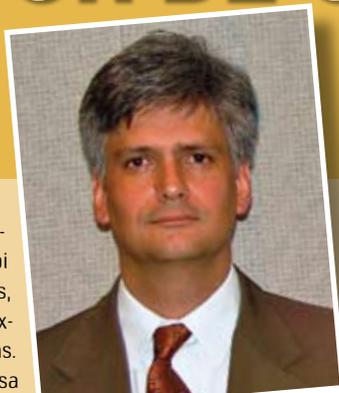
ESPECIAL SETOR DE ÓLEO E GÁS

62

ENGENHARIA/2007
581

tem mais de 10% do controle da companhia. Ela foi fundada por cinco amigos, todos engenheiros ou ex-engenheiros da Petrobras. Quem conta melhor essa história é o eng.º Marcelo Corrêa, ex-presidente da Techint e da Setal, atualmente é consultor de empresas de óleo e gás e diretor da Abemi. "Eu tenho orgulho de ser sócio da primeira empresa brasileira de produção de petróleo, a Starfish, uma empresa que se tornou possível graças à Lei do Petróleo que quebrou o monopólio. Na chamada Rodada Zero, havia campos que permitiriam pronta comercialização e a Petrobras podia se associar a outros grupos. Dezenas de ex-diretores e ex-superintendentes técnicos da Petrobras foram se cotizando até tornar a empresa viável. Aí entramos como sócios de um dos campos da Petrobras, o Campo de Coral, na região entre Paraná e Santa Catarina, que produzia – e produz até hoje – o melhor petróleo do Brasil."

O atual diretor-geral da grupo argentino Techint no Brasil, Ricardo Ourique Marques, também é otimista quanto ao futuro do mercado de óleo e gás. "O Brasil possui um parque de refino muito grande e os investimento nos últimos tempos foram mais focados na melhoria da qualidade dos combustíveis obedecendo a novos padrões internacionais. Considerando os objetivos traçados pelo governo federal, por meio do Plano de Aceleração do Crescimento,



Ricardo Ourique Marques,
diretor-geral da Techint no Brasil

PAC, e as novas prioridades relativas à diminuição do impacto ambiental com uso do biocombustível, somando os planos de desenvolvimento traçados pela Petrobras para os próximos 10 ou 15 anos, temos pela frente grandes oportunidades de negócios no cenário do óleo e gás. O

montagem de tanques de armazenamento de petróleo para a Refinaria Presidente Bernardes, no ano de 1954. "Foi o ponto de partida de uma importante parceria ao longo de mais de 50 anos de atuação no Brasil, tornando-se um dos nossos clientes principais", diz ele. O diretor-geral da Techint enfatiza que no decorrer de todas essas décadas o grupo vem atuando de forma marcante no desenvolvimento do setor de óleo e gás, projetando e construindo: refinarias, unidades de processamento de petróleo, unidades de separação e tratamento de gás natural, estações de bombeamento e compressão, estações de tanca-gem de petróleo, produtos e armazenamento de gás, instalações de produção para refinarias e complexos petroquímicos, unidades de hidrotreamento de correntes instáveis (HDT), unidades de craqueamento catalítico fluido (UFCC), usinas para produção de gases industriais, unidades para indústrias químicas e petroquímicas, plantas de produção de fertilizantes/resinas e detergentes. "A Techint também tem estado presente, desde os primórdios da implantação do parque de refino brasileiro, em todas as refinarias e complexos petroquímicos e químicos, sistemas de transportes de produtos e derivados, oleodutos, polidutos e gasodutos."

Também o Grupo Queiroz Galvão está otimista quanto ao ano de 2007 e próximos. Pelas informações do eng.º José Augusto Fernandes, da Queiroz Galvão Óleo e Gás, no excelente cenário de 2007 destacam-se os seguintes trabalhos da empresa: produção do Campo de Coral, produção do Campo de Manati, e exploração dos blocos BT-REC-8, BM-J-2, BCAM-40, BMCAL-5 e BMCAL-6. "Estes trabalhos envolvem a perfuração de 10 poços exploratórios nos prospectos, o que poderá gerar futuros projetos de desenvolvimento", explica Fernandes, acrescentando que, além destes, a Queiroz Galvão adquiriu quatro blocos na Bacia do Tucano – Round 8 –, cuja assinatura dos contratos

está pendente de decisão judicial.

Segundo outro profissional da Queiroz Galvão Óleo e Gás, o eng.º Luiz Alberto Andrés, a empresa iniciou suas atividades como prestadora de serviços na área em 1980, ano em que foi contratada pela Petrobras para perfuração terrestre de poços de petróleo ou gás. "A companhia possui quatro sondas terrestres, sendo duas convencionais e duas helitransportáveis para operações remotas, como poços pioneiros na região amazônica", informa Andrés, contando também que a empresa adquiriu sua primeira plataforma "SS" semi-submersível em 1994, ingressando assim na área de serviços offshore. "A Queiroz Galvão opera hoje para Petrobras, com frota própria, duas plataformas ancoradas para até 600 metros de lâmina d'água e prepara mais três unidades, para início de operações entre 2008-2009, sendo mais uma ancorada para intervenções em até 1

Foto: Divulgação



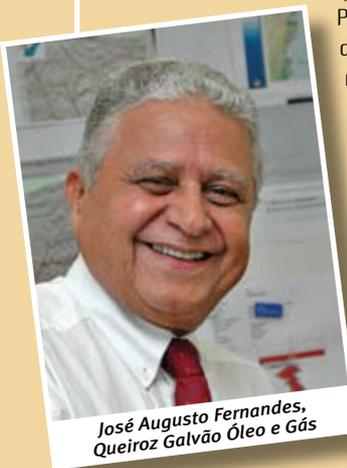
Luiz Alberto Andrés, Queiroz Galvão Óleo e Gás

O processo de remoção de enxofre, ou seja, as atividades de HDT de diesel e HDS de gasolina, vão continuar crescendo, porque fazem parte de um acordo de poluir menos que a Petrobras tem com a área ambiental. Os processos de limpeza estão sendo instalados em todas as refinarias da Petrobras do Brasil

100 metros de lâmina d'água e duas novas unidades de posicionamento dinâmico, para operações em águas profundas de 2 400 e 2 700 metros de lâmina d'água."

Além dos projetos na área de serviços a Queiroz Galvão participou nos seguintes projetos da área de exploração e produção de óleo e gás: desenvolvimento e produção do Campo de Coral na Ba-

cia de Santos (2000-2006), onde já foram produzidos mais de 10,2 milhões de barris de óleo; exploração e avaliação do Bloco BS-3 na Bacia de Santos com descoberta do Campo de Cavalão Marinho; exploração, como operadora, do Bloco BC-7 na Bacia de Campos; exploração e avaliação do bloco BCAM-40 com descoberta do Campo de Manati que é o maior campo de gás não associado em produção no Brasil, com reservas de cerca de 30 bilhões de metros cúbicos (pro-



José Augusto Fernandes,
Queiroz Galvão Óleo e Gás

que, conseqüentemente, nos brinda com possibilidades de crescimento sustentável nos próximos anos neste segmento."

Marques relembra que o primeiro trabalho realizado pela Techint junto à Petrobras foi a

ESPECIAL SETOR DE ÓLEO E GÁS

64

ENGENHARIA/2007
581

duz atualmente 3,2 milhões de metros cúbicos de gás por dia e chegará a 6 milhões ainda neste semestre); exploração dos Blocos BT-REC-1 e BT-REC-8 na Bacia do Recôncavo; início de exploração, como operador, do Bloco BM-J-2

na Bacia do Jequitinhonha. "Nestes programas foram perfurados 12 poços exploratórios até fevereiro de 2007, e oito de desenvolvimento totalizando 20 poços", diz o eng.º José Augusto Fernandes.

Mas, por outro lado, há dificuldades no caminho. "Estamos muito preocupados, porque vemos que a condição de formar pessoas fica aquém da velocidade exigida pela Petrobras e pelo mercado de óleo e gás para crescer", diz Elton Negrão, diretor superintendente de operações industriais da Andrade Gutierrez, que é forte na prestação de serviços para a Petrobras, mas não tem como escopo a área de exploração e produção. "Ou seja, o mercado tem demandado mais que a nossa capacidade de formar pessoas", explica. Para Negrão, um dos maiores limitadores brasileiro é a falta de mão-de-obra. "O país não tem condições hoje de crescer 5% ao ano, sem gente preparada para tocar os empreendimentos."

A Andrade Gutierrez participa, por sinal, do Programa Nacional de Mobilização da Indústria do Petróleo (Promimp), do governo federal, que rendeu como subproduto o Plano Nacional de Qualificação Profissional (PNQP). O plano visa o treinamento, nos próximos dois anos, de 112 000 profissionais dos níveis básico, médio, técnico e superior, para atender a demanda de mão-de-obra qualificada oriunda do grande volume de investimentos projetados pelas operadoras de petróleo e gás do país. "Mas para a gente conseguir formar um gerente na área de óleo e gás, dentro dos padrões de segurança e qualidade que caracterizam a cultura da Andrade Gutierrez, o prazo mínimo é de uns 10 anos. Se a gente pegar um menino e treiná-lo para o trabalho, em três anos teremos uma bela mão-



Elton Negrão, diretor superintendente de operações industriais da Andrade Gutierrez

de-obra, mas para ele chegar ao nível de decidir sobre contratos ou assumir a supervisão de uma área leva-se mais do triplo desse tempo", diz Negrão.

Um dos principais empreendimentos que a Andrade Gutierrez está executando para a Petrobras é na Amazônia: o Gasoduto Urucu-Coari-Manaus. A obra do gasoduto – com 680 quilômetros de extensão – está sendo feita

em três lotes. O primeiro liga Urucu a Coari, com 280 quilômetros, a cargo do consórcio OAS-Etesco. O segundo, entre Coari e Anamã, com 180 quilômetros, está sendo construído pelo consórcio Camargo Corrêa-Skanska (empresa sueca). O trecho Anamã-Manaus é o que cabe ao consórcio Andrade Gutierrez-Carioca e terá 220 quilômetros de extensão. Sobre

a importância do gasoduto para o Amazonas – e, especificamente, Manaus –, Elton Negrão lembra que na capital amazonense todo o fornecimento de energia elétrica é feito via usinas térmicas alimentadas a óleo diesel, muito caro e poluente. "Esse é realmente um duto que vai sair de Coari e segue direto para Manaus para alimentar as térmicas com uma fonte energética mais barata e limpa, o gás. Mesmo que venha a alimentar também pequenas cidades, a parcela é quase inexpressiva: 90% do gás irá para Manaus", diz Negrão, lembrando que a região amazônica tem uma descontinuidade de energia muito grande. "A meta é dar continuidade e permitir que se induza um enorme crescimento econômico na região. É uma das obras de cunho social mais importantes no

Brasil de hoje em dia." O primeiro trabalho da Andrade Gutierrez para a Petrobras aconteceu em 2001, a construção de uma HDT de diesel na Refinaria Duque de Caxias (Reduc), a maior refinaria em complexidade do Brasil. Foi também a primeira obra da Andrade Gutierrez na área

de refino. O processo de HDT (Hydrotreating ou Hidrotreatamento) de diesel, consiste fundamentalmente em uma reação catalítica entre o hidrogênio (produzido nas refinarias nas unidades de reforma a vapor) e frações de diesel geradas nas colunas de destilação, no coqueamento retardado e no craqueamento catalítico do gasóleo. Estas frações de diesel contêm em sua estrutura teores excessivos de enxofre, nitrogênio, oxigênio e aromáticos. Esses elementos

Na última rodada de concessão de áreas a serem exploradas, realizada no final de 2006, a Petrobras disputou 22 áreas e levou 21. O posicionamento ousado permitiu à empresa disponibilizar uma área total de 152 800 quilômetros quadrados, visando garantir os níveis de produção e a sustentabilidade da auto-suficiência

são removidos no processo de H. O processo de remoção de enxofre é chamado de HDS, o de remoção de nitrogênio é o HDN, o de remoção de aromáticos é chamado de HDA e o de remoção de oxigênio é o HDO. "Essas atividades de HDT de diesel e HDS de gasolina vão continuar crescendo, porque fazem parte de um acordo de poluir menos que a Petrobras

tem com a área ambiental. Esses processos de limpeza estão sendo instalados em todas as refinarias da Petrobras do Brasil", diz Negrão.

As reservas e o futuro

Segundo dados da própria empresa, as reservas provadas da Petrobras no final de 2006 chegaram a 15 bilhões de barris de óleo equivalentes (boe). Mas para poder consolidar um quadro comparativo global, os dados mais recentes disponíveis são da Evaluate Energy, correspondentes a dezembro de 2005. Por esse levantamento, a Petrobras ocupava, nessa ocasião, o sétimo lugar no quesito "reservas provadas" no ranking global das petroleiras: 11,8 bilhões de boe. As reservas provadas de 14 gigantes do petróleo listadas no ranking somavam na mesma data 165,7 bilhões de boe. As cinco primeiras transnacionais classificadas eram: ExxonMobil (22,4 bilhões de boe), Lukoil (20,1 bilhões), PetroChina (18,5 bilhões), BP (17,6 bilhões) e Yukos (13 bilhões). Em termos de "vida útil das reservas", a Petrobras aparece na quinta posição, com 14,6 anos. As quatro primeiras nesse quesito são: Lukoil (32,7 anos), Yukos (20,8 anos), PetroChina (19,6 anos) e ExxonMobil (15,1 anos).

Em matéria de produção de óleo e gás natural, a Petrobras ocupa, novamente, a sé-



Ildo Luís Sauer, diretor de gás e energia da Petrobras

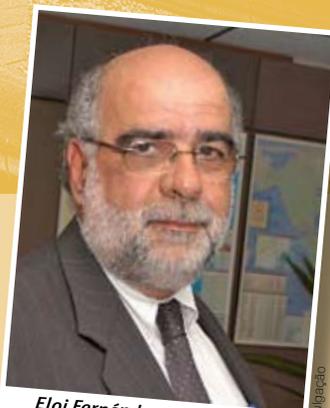
Foto: Gerardo Falcao/Petrobras

tima colocação: 809 milhões de boe. Acima da brasileira, no ranking global, estão: Exxon-Mobil (1,49 bilhão de boe), BP (1,45 bilhão), Shell (1,26 bilhão), PetroChina (945 milhões), Chevron Texaco (919 milhões) e Total (908 milhões). Radiografada em seus grandes números, a Petrobras - presente em 24 países - ostenta hoje (dados do final de 2006) as citadas reservas provadas de 15 bilhões de boe e seu nível de produção de óleo e gás é da ordem de 2,3 milhões de barris de óleo equivalentes por dia (boed).

Além disso, a Petrobras possui 16 refinarias com capacidade de refino de 2,33 milhões de barris por dia (bpd), cerca de 30 343 quilômetros de dutos, e uma frota própria de 51 navios. Em termos de distribuição de combustíveis, conta com 5 870 postos de serviço (33% do mercado brasileiro), 719 postos na Argentina, 131 no Paraguai, 26 na Bolívia, 89 no Uruguai e 39 na Colômbia. Quanto ao gás natural, a estatal brasileira vende 39 milhões

de metros cúbicos por dia e é dona de 10 termelétricas com capacidade de 4 126 megawatts (MW). No ramo da petroquímica, produz 460 000 toneladas de eteno por ano, 250 000 toneladas de estireno por ano, e 120 000 toneladas de poliestireno por ano.

Segundo o especialista em óleo e gás Arlindo Charbel, consultor da Organização Nacional da Indústria do Petróleo, Onip - que se baseia na publicação especializada *Petroleum Intelligence Weekly* -, a Petrobras é a décima-quarta maior empresa do setor do mundo. A avaliação leva em conta não apenas reservas e produção de óleo e gás natural como também parque de refino. As que superam a Petrobras são: Saudi Aramco, ExxonMobil, National Iranian Oil Company (Nioc), PDVSA, BP, Royal Dutch Shell, PetroChina, Chevron, Total, Pemex, Conoco Phillips, Sonatrach e KPC. O consultor diz que como o petróleo é uma commodity, a Petrobras



Eloi Fernández y Fernández,
diretor-geral da Onip

Foto: Divulgação

se aproveita disto na hora em que vende o seu petróleo Marlim no mercado global. Entretanto, no mercado interno, ela adota um sistema que visa mais a dominação a longo prazo do que a remuneração imediata. Sua

lucratividade, em linha com as gigantes privadas, prova que os seus preços no Brasil são altos o suficiente para sustentar o esforço exploratório assim como baixo o suficiente para evitar a entrada de novos fornecedores. Na Argentina, por exemplo, ela não tem conseguido preços remuneradores em razão de fatores políticos. Entretanto, como confia no potencial do mercado argentino, segue investindo em medidas de eficiência em vez de expansão.

Sobre o esforço exploratório, pedimos que a diretoria da Petrobras se pronunciasse sobre a atual conjuntura em termos de

ENESA ENGENHARIA S.A.



30 anos

DE EXCELÊNCIA NAS
ÁREAS DE MONTAGEM
ELETROMECAÂNICA
E MANUTENÇÃO INDUSTRIAL.



Av. das Nações Unidas nº 13.797
Bloco III - 5º/6º andar
CEP - 04794-000 - São Paulo - SP - Brasil
Fone: (11) 2165-8400 - Fax (11) 2165-8405

www.enesa.com.br

concessões de áreas a serem exploradas. Em resposta a a estatal emitiu a seguinte nota: "A Petrobras vem prosseguindo com a política de recomposição e alongamento do perfil de seu portfólio de áreas para exploração, que são os ativos imprescindíveis para o futuro de qualquer empresa integrada de petróleo. Em 2005 adquirimos 96 das 109 áreas que disputamos. Na última rodada, realizada no final do ano passado, entramos na competição por 22 áreas e levamos 21. Essa orientação da atual administração da companhia reverteu a tendência anterior que era de queda nas concessões. Nosso posicionamento ousado permitiu disponibilizar, para trabalhos exploratórios, uma área total de 152 800 quilômetros quadrados, visando garantir os níveis de produção previstos no Plano Estratégico e a sustentabilidade da auto-suficiência."

Ainda sobre o tema, entrevistamos o diretor-geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP, Haroldo Borges Rodrigues Lima, e pedimos que ele traçasse as linhas mestras da política brasileira de concessões de áreas exploratórias de petróleo e gás. Segundo ele, a Lei 9478 de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, estabelece os princípios e objetivos da política energética brasileira. Foi ela que criou o Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, e instituiu a ANP como órgão regulador da indústria do petróleo, com a incumbência de regular, contratar e fiscalizar o setor. "Em 6 de agosto de 1998, ANP e Petrobras assinaram 286 contratos de concessão para blocos em terra e mar, episódio que ficou conhecido como 'Rodada Zero', e, a partir de 1999, a ANP tem realizado rodadas anuais de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural. Essas rodadas são realizadas de acordo com as diretrizes do CNPE que, com base nos estudos realizados pela ANP, define que áreas serão leiloadas. O perfil dessas áreas é definido de acordo com as necessidades estratégicas do país. Neste ano de 2007, a ANP foi autorizada a realizar estudos para a Nona Rodada em áreas que te-

nam propensão a presença de gás e óleo leve."

Rodrigues Lima explica ainda que nos contratos de concessão assinados pelas concessionárias com a ANP está incluído o Programa Exploratório Mínimo (investimentos que a concessionária se compromete a fazer nas áreas que arrematou) e o percentual de compras de bens e serviços que terão que ser feitos na indústria nacional (conteúdo nacional). "Com essas duas exigências, a ANP garante a ampliação do conhecimento geológico das bacias brasileiras e dá um forte estímulo para o crescimento da indústria nacional."

O diretor-geral da ANP informa também que desde a flexibilização do monopólio do petróleo, a participação do setor de petróleo e gás no PIB nacional passou de 2,75%, em 1997, para cerca de 10,5%, em 2006. Atualmente, 60 companhias de petróleo operam no upstream (conjunto de atividades que engloba

Com o incremento previsto de produção de gás natural no Espírito Santo e na Bacia de Santos se espera ter, em 2011, cerca de 71 milhões de metros cúbicos por dia de produção nacional, volume esse que se somará às importações de 30 milhões da Bolívia (pelo Gasbol) e aos 20 milhões de gás natural líquido

os segmentos de exploração e produção de petróleo e gás) no Brasil, 30 delas de origem brasileira. "No ano passado, como amplamente divulgado, o Brasil alcançou a auto-suficiência na produção de petróleo e os investimentos dentro do país previstos pelas companhias superaram os 100 bilhões de reais até 2011, segundo dados do Instituto Brasileiro do Petróleo, o IBP."

Em relação ao gás natural, especificamente, tem sido apontado como entrave para o desenvolvimento do futuro mercado brasileiro de gás, entre outros pontos, a indefinição quanto à regulamentação. Além da existência de legislação federal e estadual, existiriam no Congresso propostas de regulamentação que têm visões diferentes? Em longa entrevista à **REVISTA ENGENHARIA**, o diretor de gás e energia da Petrobras, Ildo Luís Sauer, lembra que atualmente, além da Petrobras, outros agentes estão presentes na cadeia do gás na-



Ricardo Salomão, superintendente da TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil

tural, confiantes na estabilidade das regras existentes para o setor desde a promulgação da Lei 9478. Em complemento à lei, a ANP regula os vários aspectos da indústria necessários para dar segurança e garantia aos investidores. Adicionalmente - pontua ele - os estados têm legislações próprias para as concessões dos serviços de

gás natural canalizado. Sauer destaca ainda que a Lei 9478 estabelece, em seu Artigo 56: "Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5.º poderá receber autorização da ANP, para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação".

"É claro, portanto, que o mercado é inteiramente livre e aberto e qualquer agente pode realizar investimentos na cadeia de gás natural, ou em parte dela, num ambiente estável sob os aspectos econômico, político, social e institucional, podendo esperar um retorno adequado aos riscos do negócio", afirma Sauer, acrescentando que não procede a afirmativa de que a falta ou indefinição de regulamentação seja entrave ao desenvolvimento de um mercado que vem crescendo a taxas superiores a 10% ao ano nos últimos seis anos.

"A expansão da capacidade da indústria de gás natural irá requerer investimentos significativos em infra-estrutura de transporte e de distribuição, bem como em exploração e produção, principalmente de campos de gás natural não associado a petróleo. É imperativo destacar que as atuais propostas de uma nova lei do gás estão centradas na questão do transporte, quando é certo que para a atratividade do investimento no setor também é fundamental a garantia de suprimento através do aumento das reservas, produção e importação objetivando atender à demanda dos consumidores, em volume, preços e qualidade."

Segundo Ildo Sauer, ainda que não seja necessária, qualquer lei que venha a ser aprovada no Congresso Nacional deve, de forma simples e objetiva, traçar as diretrizes para o funcionamento do mercado de gás, evitando entrar em detalhes típicos de regulação infralegal e não criar ou impor regras que venham a inibir, ao invés de incentivar, o desenvolvimento da

indústria gasífera brasileira. "A legislação não deve, tampouco, cercar o empreendedorismo dos agentes da cadeia do gás, que deverão fazer os investimentos em infra-estrutura de transporte através da livre iniciativa e livre associação. A Petrobras, em virtude da sua atuação e posicionamento no mercado, poderá funcionar como catalisador do processo, e a experiência internacional é farta em exemplos de desenvolvimento da indústria do gás natural segundo este modelo."

Em resposta à nossa indagação sobre quais os novos planos de exploração em águas profundas, cuja tecnologia coloca a Petrobras como líder mundial da categoria, e, também, quais as perspectivas de crescimento da produção de óleo, a empresa emitiu a seguinte nota para esta edição: "A Petrobras vai continuar aplicando a sua reconhecida tecnologia em exploração e produção em águas profundas, ultra-profundas e rasas e em terra, tanto em áreas já comprovadamente produtoras como em novas fronteiras exploratórias, onde se destaca a descoberta recente de petróleo em horizontes submarinos abaixo de uma camada de sal de cerca de 2 000 metros, em águas também de 2 000 metros de profundidade. Com os projetos em andamento, estamos estimando uma produção, em 2011, de 2,925 milhões de barris de petróleo e gás natural, em barris de óleo equivalente por dia, apenas dos campos situados no Brasil. Para 2015 as perspectivas são de uma produção total de 3,536 milhões de barris no país."

Como é sabido que a exploração e produção de petróleo por parte da Petrobras no exterior terá papel importante nos próximos anos, procuramos a área internacional da estatal para saber qual o peso, especificamente, da parte norte-americana do Golfo do México e oeste da África. A exploração seria em águas ultra-profundas? Samir Awad, gerente executivo da Petrobras para Américas, África e Eurásia, confirma que as atividades no exterior terão realmente papel cada vez mais relevante para a companhia nos próximos anos. "Em 2006, produzimos uma média de 243 000 boed, o que representou cerca de 10% do total da companhia no período. A meta é que a produção de petróleo e gás da Petrobras no exterior chegue, em 2011, a 568 000 boed, o que deverá representar 16% do total naquele ano. A porção norte-americana do Golfo do México e o oeste da África foram realmente identificados pela Petrobras como as áreas de maior potencial de atuação da exploração e produção no exterior. As características geológicas dessas áreas são especialmente promissoras para a Petrobras capitalizar sua tecnologia em águas profundas e ultra-profundas."

As perspectivas para o gás

Numa visão abrangente, planetária, o diretor-geral da Onip, Eloi Fernández y Fernández, comenta que "a demanda por óleo em 2020, mantida uma taxa anual média de 1,9%, deverá saltar do patamar de 75 milhões de barris por dia (Mb/d) verificado em 2000, para 115

Mb/d em 2020". O gás natural, em especial, deverá crescer cerca de 2,7% ao ano, ressaltando-se que a produção mundial saltou de 1,5 trilhão de metros cúbicos, em 1980, para 2,7 trilhões verificada em 2004, ou seja, um crescimento de 80% no período. Petróleo e gás natural serão responsáveis por 66% da energia primária que o mundo demandará em 2020. De acordo com Fernández, as reservas de gás natural, apesar de abundantes, se encontram ainda incipientemente demarcadas e estão exigindo um grande esforço tecnológico para o seu melhor aproveitamento, incluindo os excedentes, que são, em grande parte, queimados. Projeções indicam que, no ano de 2025, o petróleo e o gás natural terão participação muito semelhante na matriz energética mundial. A participação do gás natural se dará preponderantemente na geração de energia elétrica e na utilização industrial.

Com relação à garantia de suprimento de gás natural - no caso brasileiro -, o diretor de gás e energia da Petrobras, Ildo Sauer, lembra que a estatal tem um ambicioso Plano de Negócios com investimentos de 22 bilhões de dólares em toda a cadeia de gás natural, o que permitirá quase triplicar a atual oferta de gás nacional. "Por outro lado, a Petrobras busca aumentar a segurança e flexibilidade de fornecimento através da importação do gás natural liquefeito, o GNL, cujas ações já estão em andamento. Outros agentes também estão atuando no país na exploração de óleo e gás e, em breve, estarão produzindo volumes de gás natural

KanaLEX®

Duto para proteção de cabos subterrâneos de energia e telecomunicações.

O duto de primeiro mundo.

Dispensa o
envelopamento
em concreto.

Baixíssimo
coeficiente
de atrito.

Excelente
raio de curvatura.

Alta resistência
ao impacto.

Excelente
resistência aos
produtos
químicos.

Completa linha
de acessórios.

Kanaflex®
S/A INDUSTRIA DE PLÁSTICOS

Fone: (11) 3779-1670
Fax: (11) 3779-1696

vendapead@kanaflex.com.br - www.kanaflex.com.br

ESPECIAL SETOR DE ÓLEO E GÁS



Roberto Kochen, diretor técnico da GeoCompany e diretor do Departamento de Engenharia Civil do Instituto de Engenharia

Foto: Ricardo Mendes

adicionais aos da Petrobras."

De fato, no Brasil há investimentos da Petrobras na Bacia de Santos, Espírito Santo e outras localidades. Mas existe também, por outro lado, a dependência do gás natural importado da Bolívia. Como garantir abastecimento de gás natural a longo prazo e a preços competitivos? Ildo Sauer joga água na fervura em torno do gás

boliviano. "A importação do gás boliviano tem se mostrado uma estratégia acertada. Permite a consolidação de um mercado até então incipiente no Brasil, que cresce a taxas consistentemente altas. A Bolívia também se beneficia desse negócio, sendo a receita obtida com a venda do gás natural ao nosso país um dos pilares da sua economia. O contrato em vigor se estende até 2019. Como não estão previstas ampliações dessa importação, o percentual do gás transportado pelo Gasoduto Bolívia-Brasil, o Gasbol, cairá progressivamente em relação ao total consumido, ao longo dos próximos anos. Serão cerca de 25% em 2011, contra quase 50% atualmente."

O diretor Ildo Sauer confirma também que, para garantir essa oferta adicional a Petrobras está investindo na implantação de diversos projetos ligados à cadeia de gás natural. "A infraestrutura em implantação se estende desde o Ceará até o Rio Grande do Sul. Uma parte dos 22 bilhões de dólares a serem investidos até 2011, que farão a capacidade de oferta do gás nacional triplicar nesse mesmo período, está sendo aplicada em grandes obras em implantação na Região Norte, que permitirão o aproveitamento do gás produzido no coração da Amazônia, hoje sem aproveitamento econômico."

O gás amazônico a que se refere Sauer é o gás natural oriundo de Urucu, a maior província petrolífera terrestre brasileira, situada na floresta amazônica e pertencente à Petrobras. Pedimos ao diretor da Petrobras que nos descrevesse a atual realidade do gasoduto em construção para transportar o gás para Manaus e outras localidades. "O Gasoduto Urucu-Coari-Manaus, consiste na construção de um GLPduto de Urucu a Coari, de 280 quilômetros e 10 polegadas de diâmetro, e do trecho Coari-Manaus, de 380 quilômetros de extensão e 20 polegadas de diâmetro, e ainda, cerca de 125 quilômetros de ramais de 3 e 4 polegadas de diâmetro, para atendimento a sete cidades

do Estado do Amazonas: Coari, Codajás, Anori, Anamã, Caapiranga, Iranduba e Manacapuru", responde ele, acrescentando que, além disso, serão construídos dois trechos de cruzamento no Rio Negro para fornecimento de gás natural a dois pontos de Manaus: a Termelétrica de Aparecida e a Termelétrica Mauá. "O estágio atual é de

construção e montagem, simultânea, tanto do novo GLPduto quanto do trecho do gasoduto de Urucu a Coari, contratados desde julho de 2006. O cronograma prevê a finalização do empreendimento até março de 2008."

Com o incremento previsto de produção de gás no Espírito Santo e da Bacia de Santos se espera ter, em 2011, cerca de 71 milhões

de metros cúbicos por dia de produção nacional, mais importações de 30 milhões da Bolívia (pelo Gasbol) e 20 milhões de gás natural líquidofeito (GNL). Frente a um quadro desses, quais as perspectivas de investimento em infraestrutura de transporte para esse gás proximamente? Segundo o diretor de gás e energia, do total de mais de 7,2 bilhões de dólares reservados

no Plano de Negócios para investimentos no negócio de gás e energia, cerca de 6,5 bilhões de dólares serão empregados em infraestrutura para o gás natural. Isso se fará por meio da construção dos terminais de regaseificação do GNL na Baía de Guanabara (RJ) e no Porto de Pecém (CE); da implantação da malha de gasodutos do Nordeste; do Gasoduto Sudeste-Nordeste (Gasene), do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus; da ampliação do Gasoduto Rio-Belo Horizonte (Gasbel) e da ampliação do trecho sul do Gasbol.

Sauer informa que o Gasene deve ficar pronto no final de 2008 e comenta que a importância desse gasoduto - que vai permitir ligar o Gasbol ao Nordeste - fica patente pelo simples fato de que ele vai consolidar a implantação da rede básica de gás natural do Brasil,

permitindo o transporte do insumo entre as duas malhas interligando totalmente a rede do Sudeste com a do Nordeste. O Gasene compreende os trechos Cacimbas-Catu, Cacimbas-Vitória e Cabiúnas-Vitória e transportará o gás natural dos campos de produção do Espírito Santo, contribuindo para a aceleração da oferta do energético no país todo. Sobre a Estação de Compressão de Cacimbas, distrito do município de Linhares, no Espírito Santo, ele explica que se trata de uma estação de recebimento de gás natural proveniente da planta de gás natural da Petrobras, ali também localizada, onde é processado o gás produzido nos campos de Peroá e Golfinho, no norte daquele estado.

Ainda em relação ao gás boliviano, perguntamos a Ildo Sauer se a ampliação do Gasbol depende basicamente da evolução dos fatos quanto à situação institucional na Bolívia. "O contrato atual permite o transporte até o li-

De acordo com as projeções da PricewaterhouseCoopers, o Produto Interno Bruto (PIB) da China deve ultrapassar o dos Estados Unidos, maior potência mundial, já em 2016. O Brasil, por sua vez, deverá ostentar uma economia tão grande quanto a da Alemanha em 2025 e assemelhada à do Japão em 2050

mite de 30 milhões de metros cúbicos por dia", responde ele, acrescentando que qualquer ampliação está condicionada ao chamado "curso aberto", processo pelo qual a capacidade adicional só é determinada após consulta pública aos agentes de mercado interessados. "Vale salientar que a ampliação no transporte deve ser precedida pelo aumento da

produção naquele país. Os recentes episódios ligados à nacionalização dos ativos aumentaram os riscos de investimento também em exploração e produção, o que vai influenciar sua capacidade de garantir suprimentos adicionais - reservas provadas - a longo prazo."

Sobre o Gasbol perguntamos a Sauer de que forma será ampliado o duto na Região Sul, onde a vazão é menor e ele apresenta há algum tempo limitações de transporte. "Existem hoje algumas alternativas sendo estudadas entre Petrobras e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil, a TBG, as quais permitirão contornar essas limitações. Trata-se de buscar a melhor solução que viabilize a expansão sustentável dos mercados situados mais ao sul do gasoduto, através da introdução de novos pontos de oferta e da otimização do fluxo.

Em paralelo, estuda-se a implantação de novas modalidades de contrato de fornecimento, que flexibilize a entrega do produto, levando em conta a sazonalidade própria da demanda."

Do ponto de vista técnico, o superintendente da TBG, Ricardo Salomão, explica que, quando foi projetado, o Gasbol já previa a possibilidade de futuras expansões. "Nos cálculos de dimensionamento e seleção, considerou-se possível expansão em patamares de 1/3, 2/3 e 3/3, ou seja, até 100% de expansão, o que equivale a uma duplicação. Nesses cálculos, a expansão se daria por instalação de trechos de duto em paralelo ao duto original, o que poderia ser feito nesses patamares."

Salomão conta que para seleção dos compressores (e turbinas a gás de acionamento dos mesmos), os cálculos estabeleceram as condições de operação na etapa inicial, correspondente à configuração atual, e também nas etapas de expansão. "Para isso, especificamos compressores e turbinas que suportam as condições de operação das expansões. Até o patamar de 2/3 de aumento, nada será necessário fazer nos compressores. A partir daí, será necessário trocar os seus internos, para acomodar as novas condições."

Segundo o superintendente da TBG, as turbinas já são adequadas às condições de expansão, uma vez que as suas circunstâncias de operação serão pouco afetadas. "Na expansão, a pressão de sucção dos compressores se elevará, devido à duplicação do duto - e conseqüente redução na perda de carga", diz. Assim sendo, a carga ("head", em inglês) nos compressores se reduz. O projeto - ele explica - foi calculado para que a redução na carga compense o aumento de vazão, de modo que a potência necessária se conserve (potência = vazão x head).

Ainda conforme Salomão, as tubulações principais de entrada e saída das estações de compressão foram dimensionadas para essa futura expansão, havendo até espaço para se instalar um novo filtro de entrada da estação, que irá trabalhar em paralelo com o existente. "O terreno onde se acham as estações possui espaço para outras eventuais ampliações."

A questão climática

Há outra importante vertente de preocupa-

frontar nas próximas décadas um desafio inédito [a sigla Bric foi criada pela Goldman Sachs para designar as economias com potencial para se tornarem potências no futuro: Brasil, Rússia, Índia e China]. De forma diferente das nações ricas, não será suficiente para os emergentes um alto índice de crescimento econômico: a questão ambiental exige um novo modelo de desenvolvimento. Um amplo estudo da PricewaterhouseCoopers chamado "O Mundo em 2050" indica isso com clareza. O levantamento mostra

que até a metade deste século, um grupo de sete países emergentes vai tomar a dianteira da geração de riquezas globais. Mas, dependendo dos caminhos escolhidos, o crescimento pode significar consumo desenfreado de energia e, conseqüentemente, aumento das emissões de gases causadores do efeito estufa.

De acordo com as projeções da PricewaterhouseCoopers, o Produto Interno Bruto (PIB) da China deve ultrapassar o dos Estados Unidos, maior potência mundial, já em 2016. O Brasil, por sua vez, deverá ostentar uma economia tão grande quanto a da Alemanha em 2025 e assemelhada à do Japão em 2050. O estudo sustenta ainda que os países emergentes como Brasil, Rússia, China, México, Indonésia, Turquia

e Índia estão crescendo quase duas vezes mais rápido do que aqueles do Grupo dos Sete mais desenvolvidos (G7): Alemanha, Canadá, Estados Unidos, França, Itália, Japão e Reino Unido. Em um cenário básico, as nações em desenvolvimento cresceriam 4,2% ao ano até 2050, contra 3,2% dos ricos.

Ainda segundo o estudo divulgado pela PricewaterhouseCoopers, o crescimento acelerado dos emergentes vai representar um aumento médio de 1,6% ao ano no consumo mundial de energia. Num relance, parece pou-



Callia

Nossos produtos têm tantos derivados quanto o petróleo. E a fonte é renovável.

A nossa reserva de tecnologia é inesgotável. Dela derivam 20 milhões de combinações que garantem a solução perfeita em motoredutores, redutores de grande porte e conversores de frequência para setores diversos. Tudo com a proteção da SEW Service 24 horas. Suas dúvidas esgotaram?



Motoredutores - Produtos Eletrônicos - Redutores Industriais - SEW Service

SEW SERVICE

www.sew.com.br
0800 7700496

SEW
EURODRIVE
solução em movimento

ções que se aprofunda: o aquecimento global. Crescem a cada dia as pressões visando disseminar a necessidade de diminuição da queima de combustíveis fósseis, cujos gases provocam o efeito estufa. Este, como se sabe, é o efeito proveniente da absorção, pela atmosfera, da radiação solar que, aquecendo a superfície do planeta, produz irradiação que permanece nas camadas atmosféricas interiores, elevando, em conseqüência, o seu nível térmico.

Países em desenvolvimento do chamado Bric, como Brasil, China e Índia, deverão en-

ESPECIAL SETOR DE ÓLEO E GÁS



Jorge Luiz Zelada, gerente de empreendimentos marítimos de exploração e produção da área de engenharia da Petrobras

Foto: Alton Mendonça/Petrobras

co. Mas isso é enganoso, porque significa que será necessário o dobro de energia em 2050, ou 21 bilhões de boed para atender à demanda. Dependendo de quais sejam as fontes energéticas escolhidas para o suprimento, as emissões de gases de efeito estufa podem dobrar até a metade do século e tornar ainda mais crítico o quadro de aquecimento global.

Perguntamos a um especialista na matéria, o eng.º Roberto Kochen, diretor técnico da GeoCompany (que atua nas áreas de engenharia, tecnologia e meio ambiente), que perspectivas via para o setor brasileiro de petróleo e gás num cenário global de transformações? "No que se refere a combustíveis fósseis, há a entrada recente do gás natural na matriz energética, que tem uma combustão mais completa, eficiente e com emissões de gases de efeito estufa muito menor do que as de outros derivados de petróleo, como gasolina, diesel e outros. Mesmo em um cenário de aquecimento global, o gás deve continuar a manter um papel importante e seguir aumentando sua participação na matriz energética de diversos países, inclusive no Brasil", entende ele.

Outra questão: como administrar um clima que parece ser de "desconfiança crescente" entre preservacionistas extremados e eventuais investidores que, do ponto de vista ambiental, venham ainda a insistir na defesa de critérios das décadas de 1960 e 1970 no desenvolvimento de seus negócios? Resposta de Kochen – que é também diretor do Departamento de Engenharia Civil do Instituto de Engenharia: "Quanto à preservação ambiental, os projetos de exploração e produção de óleo seguem atualmente critérios rígidos, impostos pelas agências de proteção ambiental de praticamente todos os países, inclusive do Brasil. De modo que, nos países em que estes critérios de preservação ambiental são abrangentes e rigorosos – e respeitados pelos empreendedores – a citada 'desconfiança crescente' deve se reduzir nos próximos anos. Não me parece provável que, no Brasil, vá haver insistência dos empreendedores em desenvolver projetos nos moldes do que era feito nas décadas de 1960 e 1970, sem medidas de preservação ambiental adequadas, o que não seria permitido hoje pela sociedade. Assim, o setor brasileiro de óleo e gás, que é líder mundial em algumas áreas – como na exploração de

águas profundas, graças às pesquisas da Petrobras –, deve continuar se expandindo e se beneficiando dos altos preços do petróleo no mercado internacional, já que nossos custos de produção são menores que os preços praticados atualmente. E não há tendência de que o preço do barril de petróleo venha a cair significativamente nos próximos anos."

A GeoCompany começou a atuar na cadeia produtiva de óleo e gás, como prestadora de serviços, por volta de 2003, em duas vertentes: consultoria especializada em modelagem numérica avançada e software para o Centro de Pesquisas da Petrobras, CENPES, com vistas à modelagem de reservatórios de petróleo e projetos básicos e executivos de estabilização de encostas no Gasbol, para a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil, TBG, uma joint venture da Petrobras (majoritária), com Shell, El Paso e outras empresas do setor. Em seguida, a empresa realizou o mapeamento, a identificação de instabilidades geológico-geotécnicas, o diagnóstico de instabilidades e a proposição de soluções de estabilização de zonas críticas para a totalidade dos 2 500 quilômetros do Gasbol em território brasileiro, de Corumbá (MS) até Canoas (RS). Realizou também estudos geológicos-geotécnicos para o Gasene, para os trechos Gascac (Cacimbas-Catu), e Gascav (Cabiúnas-Vitória), em uma extensão total de 1 200 quilômetros. No Gasene, foram também analisadas mais de 20 travessias especiais (subaquáticas e/ou em perfuração direcional), inclusive a do Rio Paraíba do Sul, uma travessia subaquática de grande extensão. "Atualmente, estamos iniciando estudos de mapeamento e cadastramento de singularidades geológico-geotécnicas em diversos dutos na Serra do Mar, nos estados do Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro", revela Kochen.

Não é novidade para ninguém que qualquer empreendedor, ao fazer a análise do investimento, está de olho no retorno que poderá ter

sua obra. E também não é segredo que as constantes protelações registradas nas etapas de aprovação dos licenciamentos ambientais acabam, em muitos casos, inviabilizando projetos ligados à área de energia. Como Kochen e sua empresa estão no meio do "tiroteio" do atual cenário de transformações do setor de óleo e gás – e obviamente dependem de clientes com bons projetos para poder manter a boa saúde financeira –, perguntamos a ele que chances via de que possa ganhar força uma mentalidade propícia a se oferecer compensações socioeconômicas para os impactos ambientais dos variados empreendimentos.

Kochen concorda que há realmente, no Brasil atual, uma variável de incerteza no tempo necessário para se obter o licenciamento ambiental de um empreendimento, em diver-

A Petrobras deverá manter a média de encomendas de duas plataformas offshore por ano, necessárias para que a companhia cumpra sua meta de produção do Plano de Negócios 2007-2011, que prevê crescimento médio anual de 7,8%, passando dos atuais 2,2 milhões de barris por dia para 3,4 milhões de barris

sas áreas, inclusive na de petróleo. "A forma mais correta de se mitigar impactos ambientais e viabilizar diversos tipos de empreendimentos consiste em se definir compensações ambientais, econômicas e sociais, mas não há, no momento, um critério objetivo das agências de proteção ambiental quanto ao tipo e valor destas compensações. Isto cria uma incerteza nos empreendimen-

tos quanto ao tempo necessário para se obter o licenciamento ambiental, quanto ao tipo de medida compensatória que será exigida, quanto ao prazo de implementação das medidas de compensação e, finalmente, quanto ao custo destas medidas. Há propostas de setores empresariais no sentido de limitar a importância das compensações ambientais a um valor adequado, por exemplo, 2% do total do empreendimento, de modo a se acabar com a incerteza quanto a custos de medidas compensatórias. A mitigação de impactos na forma de compensações ambientais é a única alternativa a deixar de realizar o empreendimento. E deve ter seus critérios aprimorados de modo a atender o interesse da sociedade, viabilizando maior número de empreendimentos nos próximos anos, possibilitando maior crescimento econômico no Brasil e aumentando o nível de renda da população."

Argumentamos com o diretor da GeoCompany que o Brasil estaria a caminho de ser classificado como grau de investimento (investment grade) pelas agências de avaliação de risco (destino seguro para investidores internacionais), o que deverá abrir para o país um mercado potencial de muitos trilhões de dólares. Dentro de uma perspectiva dessas, e levando em conta esses fatores ambientais a que estamos nos referindo, que perspectivas de médio e longo prazo ele estaria enxergando para o mercado brasileiro de petróleo e gás? – perguntamos. "Na minha visão, estas perspectivas são favoráveis. Há muitas empresas, brasileiras e estrangeiras, com atividades intensas no setor de óleo e gás, trabalhando nos projetos da Petrobras.

Há plataformas marítimas em construção no Brasil e exterior, está sendo iniciada a construção dos navios petroleiros pela Transpetro, há campos novos de gás natural – como o de Mexilhão – que irão demandar

investimentos significativos na região norte do litoral de São Paulo e Rio de Janeiro. Há também empresas atuando em exploração e produção, em blocos leiloados pela Petrobras. Haverá investimentos significativos em refinarias, para redução de teor de enxofre dos combustíveis e conseqüente redução da poluição do ar, para adequação da estrutura de refino à composição do petróleo brasileiro, e assim por diante. No médio e longo prazo, há, portanto, um cenário benigno para o mercado brasileiro de óleo e gás, que deverá continuar demandando investimentos significativos para manter a auto-suficiência conquistada recentemente. E os investimentos em terra – refinarias, dutos e outros – devem aumentar significativamente, em comparação com o que ocorria até poucos anos atrás, em que os investimentos eram quase que totalmente direcionados para offshore, com vistas a aumentar a capacidade de produção e atingir a auto-suficiência em petróleo."

O desafio dos investimentos

Entre os desafios da Petrobras neste e nos próximos anos está a gestão do seu imenso portfólio de investimentos, que chega a 87,1 bilhões de dólares no período 2007 a 2011 – numa média anual de 17,4 bilhões de dólares, a maior parte no Brasil. Essa enorme carteira de investimentos significa um relacionamento com milhares de fornecedores, cronogramas diferenciados apertados, com a gestão de projetos extremamente complexos em um momento em que o mercado está extremamente aquecido no Brasil e fora do Brasil. Nesse contexto, a estatal deverá ter rampas de crescimento da produção e a entrada em operação da P-34, em dezembro de 2006, representou um marco na produção de petróleo pesado em águas profundas. A plataforma agrega tecnologias novas destinadas a superar as dificuldades de extrair petróleo de 17º API de reservatórios situados em lâminas d'água de 1 350 metros e a 1 500 me-

Bases sólidas para Óleo & Gás

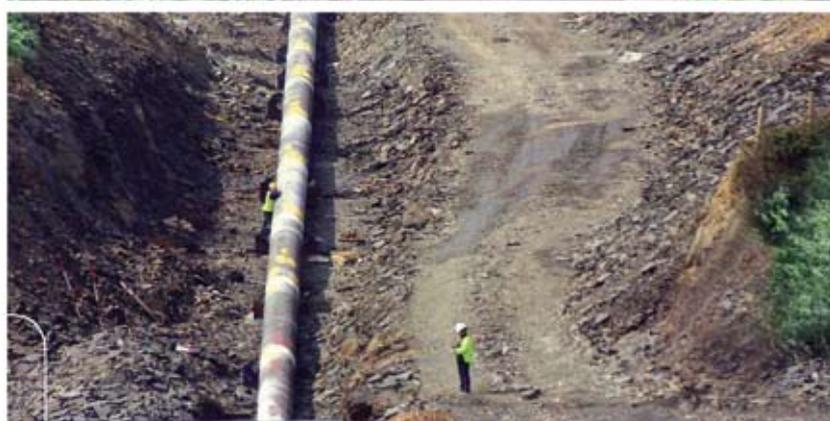
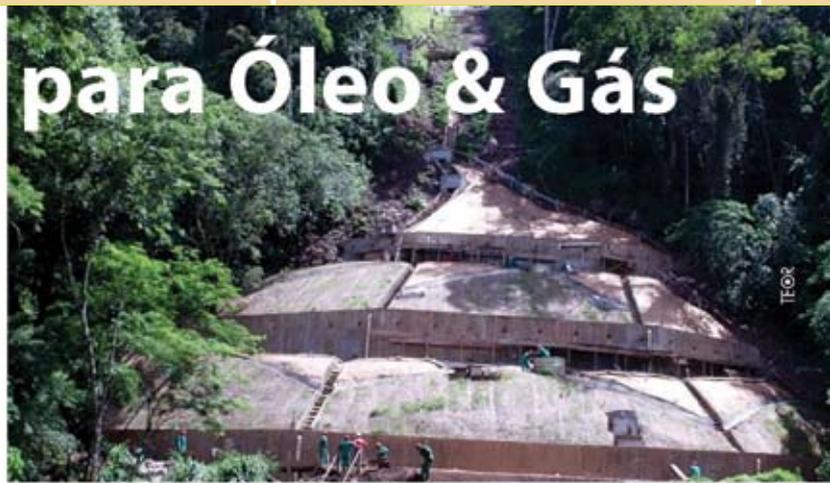
A GeoCompany é uma empresa brasileira, com atuação internacional, especializada em Estudos, Projetos e Soluções em Engenharia Civil.

Sua meta é aplicar as mais avançadas soluções de engenharia geotécnica e ambiental, nas áreas de Óleo & Gás, Transportes, Saneamento, Meio Ambiente e Energia.

- Estudos de Viabilidade
- Passivos Ambientais
- Riscos Geológicos - Geotécnicos
- Projetos Básicos e Executivos
- Supervisão e Acompanhamento Técnico de Obras
- Concessões e Parcerias Público - Privadas

GeoCompany Tecnologia, Engenharia e Meio Ambiente

Calçada das Tulipas, 111 • Centro Comercial Alphaville
CEP 06453-020 • Barueri - SP • Brasil
Pabx/Fax: 55-11-4195-4435 / 4193-6146 / 4688-2874
geocompany@geocompany.com.br
www.geocompany.com.br



GeoCompany
Tecnologia, Engenharia e Meio Ambiente

ESPECIAL SETOR DE ÓLEO E GÁS

72

ENGENHARIA/2007
581

tros abaixo do leito do mar, no campo de Jubarte, na porção capixaba da Bacia de Campos (quanto mais próximo de 500 API, melhor a qualidade do óleo, ou seja, o grau API é maior quando o petróleo é mais leve).

Além de produzir 60 000 barris de petróleo por dia, a P-34 funciona como um laboratório em pleno oceano, testando e desenvolvendo inovações que serão aplicadas em projetos futuros de produção de petróleo pesado em águas profundas, como a plataforma P-57 que vai substituí-la no campo de Jubarte, na fase 2 de produção da área. A capacidade do campo passará, então, dos 60 000 barris/dia da P-34 para 180 000 da P-57. Além de bombas especiais alojadas no fundo do mar e até dentro de um dos quatro poços de Jubarte, uma área da plataforma foi reservada para testar métodos e tecnologias de processamento de petróleo pesado, utilizando separadores compactos, tendo como objetivo reduzir as dimensões das plataformas, com a mesma capacidade de produção. A P-34 tem ainda uma importância histórica: foi o navio-tanque Juscelino Kubitschek, que no regime militar teve seu nome mudado para Presidente Prudente de Moraes. Posteriormente, na década de 1970, foi o primeiro navio-plataforma de produção instalado no Brasil. Agora volta a operar com a sigla P-34, mas restabelecendo o nome do ex-presidente JK em seu costado.

Ainda em relação as plataformas, a atual administração da Petrobras conseguiu destravar grandes projetos que estavam atrasados, como a P-43, P-48 e P-50, que já foram colocadas em operação. Qual a importância deste feito para a engenharia nacional? A resposta é do gerente de empreendimentos marítimos de exploração e produção da área de engenharia da Petrobras, Jorge Luiz Zelada. "Os serviços de integração desses três projetos foram feitos no Brasil e, no caso da P-48, os serviços de conversão do casco do navio para FPSO também. Estas experiências da engenharia nacional foram fundamentais para a definição da estratégia de contratação dos projetos seguintes", diz. A referida FPSO (Floating Production Storage Offloading) é uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de

petróleo, construída a partir de um navio.

A propósito, o ritmo de construção da P-51 e da P-52 está sendo considerado grande sucesso, apesar das plataformas terem sido alvo de ataques por alguns setores da mídia por causa do conteúdo nacional, principalmente construção do casco da P-51 no Brasil. Mas, ao que parece, tanto sob o ponto de vista construtivo como de valor elas se equiparam ou superam as importadas. A decisão de exigir conteúdo nacional mínimo apressou o domínio de tecnologia brasileira neste setor da construção e abriu espaço para novas contratações no Brasil. Qual foi a importância desses eventos para a engenharia brasileira? A resposta de Zelada: "A definição do valor do conteúdo nacional exigido em cada projeto foi feita através de estudos técnicos e comerciais criteriosos. Havia a certeza de que não seria comprometida a competitividade dos projetos nos aspectos de custo, prazo e qualidade. É por esse motivo que a execução dessas obras no Brasil não deixou nada a dever a obras feitas no exterior. Isto foi fundamental para a engenharia brasileira, posto que ela pode ter contato com aspectos pioneiros de construção nas obras da P-51 e P-52, como a construção do casco da P-51, a operação de 'deck mating' da P-52, e que de novo ocorrerá na P-51, a construção do módulo de alojamento da P-52 em alumínio, e outros".

De fato, segundo especialistas, um dos melhores exemplos da capacidade de engenharia dos construtores brasileiros foi o recente trabalho de integração do casco ao convés da plataforma semi-submersível P-52, construída no maior estaleiro do Brasil, o Brasfels (antigo Verolme), de Angra dos Reis. O casco de 43 metros de altura da plataforma foi afundado 40 metros dentro da água para ser acoplado ao convés, operação que envolveu o manuseio de estruturas de 25 000 toneladas. Chamada de deck mating, essa operação foi pioneira no Brasil e demandou muita engenharia e muito planejamento. O deck mating também será realizado - como citou Zelada - na integração entre casco e convés da plataforma semi-submer-



Sérgio Machado, presidente da Transpetro - operadora logística do Sistema Petrobras

Foto: Rogério Reis/Petrobras

sível P-51, em construção no mesmo estaleiro. A P-51 foi a primeira unidade semi-submersível integralmente construída no país - incluindo o casco. A construção da P-52 e da P-54 (Roncador), da P-51 e da P-53 (Campo de Marlim) faz parte do Plano Estratégico da companhia para o horizonte de 2011, quando se estima que a produção de petróleo e gás natural no Brasil chegue a 3,5 milhões de boed. Juntas, as quatro plataformas da Bacia de Campos envolvem investimentos superiores a 2,5 bilhões de dólares, a maior parcela em moeda nacional.

Renovação da frota - Na mesma linha, a REVISTA ENGENHARIA entrevistou o presidente da Transpetro - operadora logística do Sistema Petrobras -, Sérgio Machado. O programa de renovação de frota da companhia teria importância estratégica para as empresas brasileiras de prestação de serviços de engenharia? "A indústria da construção naval movimenta uma extensa e complexa cadeia produtiva e o segmento de construção de navios de grande porte é um importante nicho de mercado. A construção e a montagem de grandes navios, como um petroleiro, chegam a requerer até 360 000 peças, em um universo de 2 000 diferentes itens, movimentando toda cadeia de produção. O setor, entretanto, precisa ser visto em sua totalidade, para que possa efetivamente desempenhar o papel que lhe é destinado."

Na visão de Sérgio Machado, os grandes estaleiros do mundo funcionam hoje como linhas de montagem. "Unidades integradas - com montagem em dique seco de grandes blocos, capacidade de movimentação de peças de até 1 000 toneladas, processo automatizado de corte do aço e utilização intensiva de recursos de informática - garantem redução nos prazos de construção e preços mais competitivos. Para revitalização da indústria naval brasileira já estão sendo realizados investimentos em tecnologia, instalações, equipamentos e processos apropriados, além da qualificação de mão-de-obra, impulsionados pelo Programa de Renovação e Modernização da Frota da Transpetro." Segundo Machado, a Transpetro elaborou seu Plano Estratégico 2015 onde estão delineados os desafios que impulsionarão a companhia rumo ao futuro. "O plano foi formulado para reforçar a integração de todas as unidades da empresa em torno dos projetos programados, em total sintonia com o Plano de Negócios 2007/2011 da Petrobras. O papel da Transpetro é colaborar com o crescimento da Petrobras, atender e antecipar suas necessidades de expansão", conclui. 🍌