



Foto: Banco de Imagens Estaleiro Nova

OBRAS A

por Beatriz Cardoso

DE OLHO NA ANTECIPAÇÃO DA PRODUÇÃO – QUE GERA RECEITA – E NA POSSIBILIDADE DE ALAVANCAR EMPREENDIMENTOS RELACIONADOS AO PRÉ-SAL, A PETROBRAS ACELERA PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DA BACIA DE SANTOS, ONDE FORAM FEITAS AS MAIORES DESCOBERTAS DE GÁS NATURAL, PETRÓLEO E CONDENSADO DE NOSSA HISTÓRIA.



Foto: Banco de Imagens Estaleiro Mauá

TUDO GÁS

MEXILHÃO ESTÁ SE PREPARANDO para “sair da concha” e ganhar o lugar de destaque no ‘cardápio’ de ativos marítimos da Petrobras: a expectativa é de que o gás do imenso campo, com jazidas em potencial de 420 bilhões de m³ de gás natural, comece a ser extraído em 2009. Com este objetivo, a Petrobras vem mantendo o ritmo acelerado de construção da maior plataforma marítima fixa de gás natural do país, a PMXL-1, que será instalada a 140 km da costa, em águas rasas de 170 m de profundidade.

Para que este empreendimento seja concretizado é necessário ainda que sejam concluídas, dentro do prazo, as obras da Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), em Caraguatuba (SP); do gasoduto marítimo, com 145 km de extensão, interligando a unidade de produção à de tratamento, além do gasoduto terrestre entre Taubaté e Caraguatuba. Sem falar no gasoduto de 174 km entre Mexilhão e Uruguá, para escoar o

PMXL-1

- Produção de gás: **15 milhões de m³/dia**
- Produção de condensado: **3,2 mil de m³/dia**
- Altura da jaqueta: **182 m LDA (maior já construída no Brasil)**



gás natural deste campo e o de Tambaú, localizados na costa do estado do Rio de Janeiro e que deverão entrar em produção no início de 2010.

Nunca na história da indústria brasileira de petróleo houve tantos fatores – quase todos positivos – precipitando o desenvolvimento de uma bacia, fazendo com que a Petrobras coloque o pé no acelerador para iniciar a produção, em pouco tempo,



Foto: Banco de Imagens Estaleiro Mauá

de novas jazidas, como é o caso de Tupi. A estatal já iniciou a licitação do gasoduto de mais de 200 km, com capacidade para 10 milhões de m³ de gás natural por dia, que vai transportar o gás do projeto-piloto de Tupi para Mexilhão, de onde sairá para a UTGCA.

No estaleiro Mauá, em Niterói, na Baía da Guanabara, a gigantesca plataforma de Mexilhão, que terá cerca de 5.000 m² de área e uma altura total, do fundo do mar até o último módulo, de 220 m, vai tomando forma. A própria licitação da maior unidade de produção do insumo já encomendada pela Petrobras foi acelerada pelo Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás), na corrida da estatal para aumentar a oferta dos atuais 32 milhões de m³ para cerca 69 milhões de m³ nos próximos cinco anos, reduzindo a dependência brasileira de gás importado da Bolívia.

Na realidade, todos estes projetos estão incluídos no Plangás, assim como o do campo de Lagosta, no qual um poço será interligado à plataforma de Merluza, agregando 2,5 milhões de m³/dia de gás natural e 5 mil barris de condensado por dia à produção da unidade, que estava em declínio. Merluza, descoberta em 1979 pela Pecten, subsidiária da

Shell, na época dos contratos de risco, foi a primeira a produzir na Bacia de Santos, na década de 80.

O projeto de Lagosta, que recebeu US\$ 200 milhões, deverá entrar em operação em outubro de 2008, constituindo-se na primeira produção da Bacia de Santos no Plangás. O gás de Merluza é transportado por gasoduto para a Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão, que também está tendo sua Unidade de Gás Natural (UGN) ampliada para receber o produto adicional de Lagosta.

O Plano de Aceleração de Crescimento (PAC), do governo federal acabaria por dar "mais gás" a este processo, com a inserção do desenvolvimento do Campo de Mexilhão (incluindo plataforma, UTGCA e gasodutos) entre os projetos prioritários.

O estaleiro carioca instalado na Ilha da Conceição venceu o pleito, em maio de 2006, com uma proposta de R\$ 1,17 bilhão, e dois meses depois iniciava a construção, comprometendo-se em entregar a plataforma em 2008. "Vamos ter cuidado maior na supervisão para redobrar os esforços na fiscalização do prazo", afirmou, na época, **Pedro José Barusco Filho**, gerente-executivo de Engenharia da Petrobras.



Esta fiscalização já é quase uma "marcação corpo a corpo", devido às visitas periódicas de executivos da Petrobras, tanto de Barusco quanto do gerente-geral da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UN-BS), **José Luiz Marcusso** e sua equipe, entre outros. Quando estiver concluída, a plataforma será transportada diretamente para sua localização, na costa paulista.



Os módulos

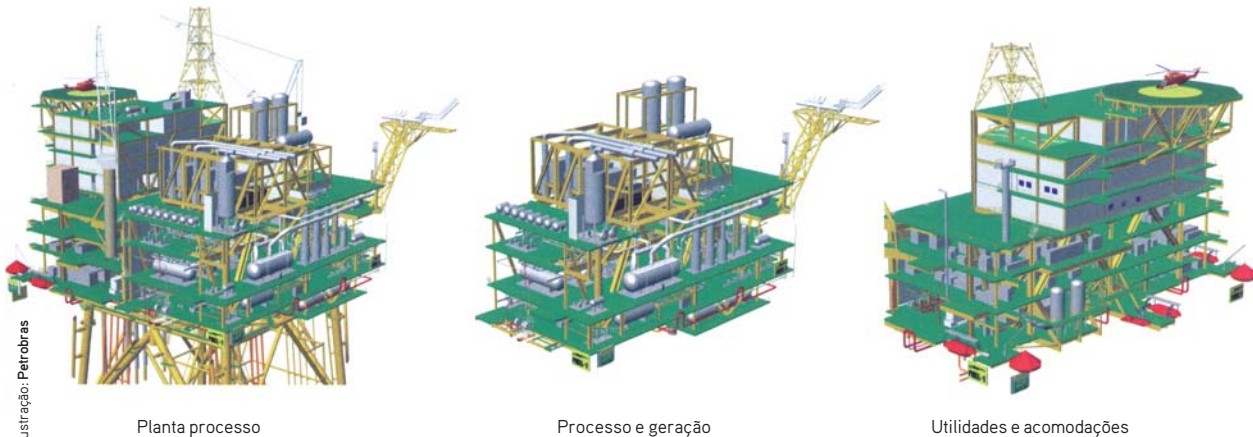


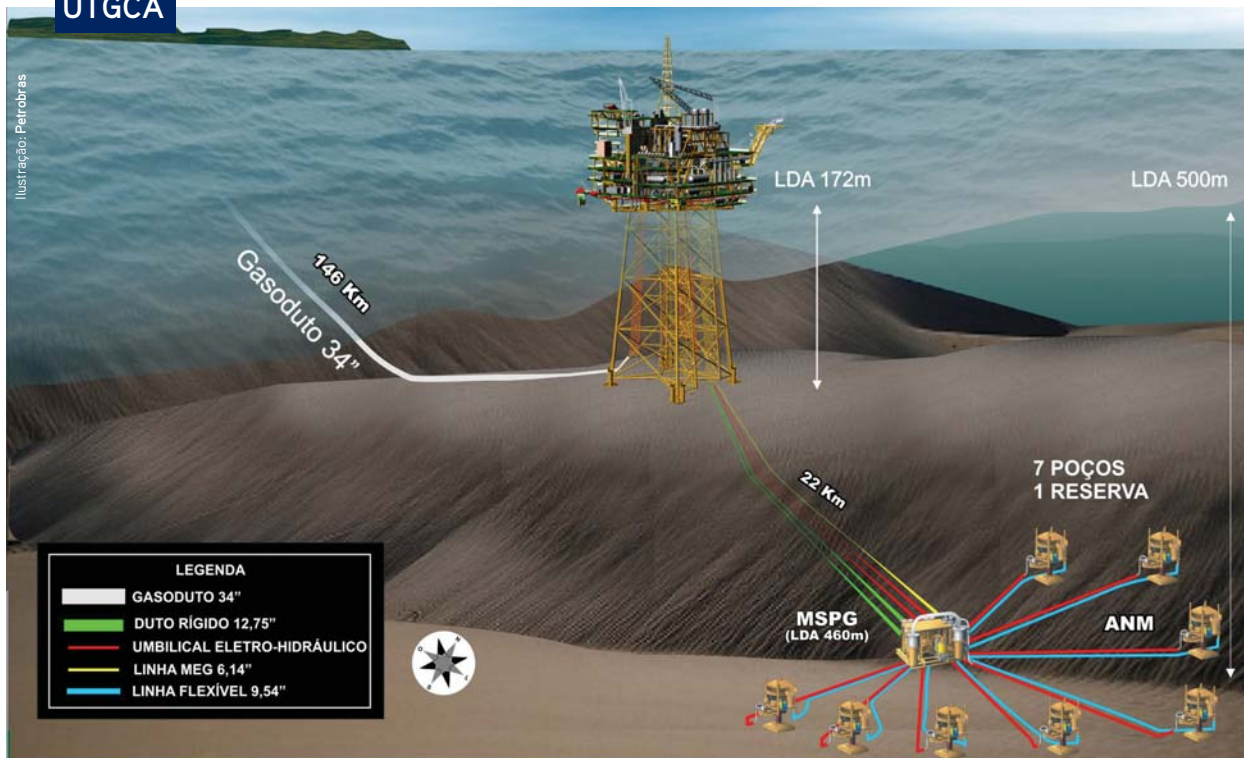
Ilustração: Petrobras

Planta processo

Processo e geração

Utilidades e acomodações

UTGCA



Para o Mauá, cumprir os prazos deste empreendimento vai representar a consolidação do estaleiro como realizador de grandes obras, tanto no segmento *offshore*, como na construção naval.

O condimento do pré-sal

Estas, entre inúmeras outras atividades que estão sendo realizadas em águas rasas (gasodutos), profundas (produção de petróleo e gás de Merluza) e ultraprofundas (onde novos poços do pré-sal estão sendo perfurados) e até no Rio de Janeiro mostram que a Bacia de Santos está sendo desenvolvida a toque de caixa. O conjunto de empreendimentos vinculados a Mexilhão já consumiram em torno de US\$ 3 bilhões (incluindo os poços, a plataforma, os gasodutos marítimos e terrestres e a UTGCA ampliada, sem computar Uruguá e Tambaú).

Nesta marcha acelerada para viabilizar empreendimentos na região, a Petrobras já revê seu pla-

no de negócios para agregar recursos destinados aos projetos do pré-sal. "A revisão do Plano Estratégico da Petrobras 2009-2013, que será concluída em agosto e divulgada em setembro, vai incluir investimentos futuros em refinarias e na estruturação do Plano de Desenvolvimento Integrado do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos", observou Barusco, durante o *workshop* "Os desafios para a indústria nacional frente às demandas do setor de Petróleo e Gás". O evento, realizado no dia 2 de julho, no auditório do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no Rio, foi promovido pelo Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp).

O fato é que o conjunto atividades hoje em andamento naquela região era praticamente impensável há pouco mais de cinco anos, quando a bacia de Santos produzia algo em torno de 1 milhão de m³/dia de gás e 1.500 barris/dia de condensado no de Merluza. A descoberta, até então, da maior jazida de gás natural da plataforma continental brasileira (já provada e incorporada às reservas do país), com um potencial de 420 bilhões de m³, fez todos os olhares se voltarem para esta bacia.

Ainda assim, nem mesmo quando a Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UN-BS) foi criada, há dois anos e meio, com um programa de investimentos de US\$ 18 bilhões para os próximos dez anos, alguém poderia

imaginar que ela estaria hoje no foco das atenções das principais companhias petrolíferas do mundo.

"Muitos criticaram a Petrobras por criar uma unidade com uma produção de apenas 10 mil barris de óleo (Merluza e Coral) e 1,2 milhão de m³/dia de gás (Merluza). O que ninguém se lembra é que esta era a produção do Espírito Santos há três, quatro anos", disse na época o gerente-geral da UN-BS, José Luiz Marcusso, em entrevista exclusiva à **TN Petróleo**.

Trazendo na bagagem a experiência acumulada em mais de 20 anos na estatal (completou 25 anos), onde ocupou vários cargos, dentre os quais a gerência geral de Estratégia e Gestão de Portfólio de Exploração e Produção, Marcusso já antecipava boas novas, sem dar números: "Só posso dizer que teremos muitas surpresas pela frente." O que acabou sendo confirmado pelas descobertas do pré-sal. Agora, o que a Petrobras está fazendo é tocar os projetos da Bacia de Santos, que ganharam status de estratégicos.

No seminário 'Gás na Economia 2008', patrocinado pela Petrobras, realizado no dia 9 de julho, em Santos (SP), Marcusso garantiu que a plataforma de Mexilhão, com capacidade para produzir 15

Campo de Mexilhão

- Produção diária:
De 8 a 9 milhões de m³ de gás, no primeiro semestre de 2009
- Capacidade de produção:
15 milhões de m³ de gás/dia, produzidos entre 2010 e 2011
- Investimento:
US\$ 2 bilhões
- Altura da PMXL-1:
230 m de estrutura metálica, sendo 182 m a altura da jaqueta (a mais alta da América Latina)
- Gasoduto:
145 km, compreendendo dutos com diâmetro de 34"
- Profundidade dos poços de gás:
Lâmina d'água entre 320 m e 550 m, estando os poços a cerca de 20 km da PMXL-1

PARCERIA QUE GERA ENERGIA





milhões de m³/dia, estará pronta para operar no segundo semestre do ano que vem. Na previsão do gerente-geral da UN-BS, a jaqueta da plataforma deverá ser levada no início do ano para a local onde será instalada, para então receber os módulos de produção de petróleo e gás e processamento de óleo.

Transporte é essencial

A diretora de Gás e Energia, **Graça da Silva Foster**, lembrou que a produção de Mexilhão e, conseqüentemente, o aumento da oferta de gás, dependerá também da conclusão dos projetos da área de transporte, como os gasodutos Gastau e Gasan.



São da ordem de R\$ 500 milhões os investimentos no gasoduto Taubaté-Caraguatatuba (Gastau), com 94,1 km de extensão e dutos de 28 polegadas de diâmetro, que já recebeu sinal verde do Ibama (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis). O Gastau vai transportar o gás da UTGCA até Taubaté, onde será distribuído ao mercado consumidor por meio do Gasoduto Campinas-Rio (Malha Sudeste), de 28 polegadas com 453,6 km de extensão e capacidade de transportar até 5,8 milhões de m³/dia de gás natural, terá investimentos totais de R\$ 862,5 milhões.

Já o Gasan II, trecho de gasoduto interligando Caraguatatuba a uma UTG da Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão (RPBC), com dutos de 22 polegadas e 34 km de expansão, terá investimentos em torno de US\$ 45 milhões, devendo estar concluído até o final do ano, pelas previsões da Petrobras no Plangás.

Estes trechos são essenciais para escoar o gás processado na UTGCA, cujas obras, em uma área de cerca de 450 mil m², em Caraguatatuba, já estão em fase avançada de terraplanagem (a área total adquirida pela Petrobras é de um milhão de m²).

Na UTGGA haverá a separação do gás, do condensado e a produção do gás liquefeito de petróleo, o GLP, que será distribuído para o mercado consumidor. Ela deverá produzir 20 mil barris de gasolina natural (C+5 condensado) por dia, que irão por outro duto, de 19 km de extensão, até o Terminal Almirante Barroso (Tebar), da Transpetro, em São Sebastião.

A unidade, projetada inicialmente para processar 15 milhões de m³/dia, por meio de dois módulos com capacidade para tratar 7,5 milhões de m³ de gás/dia cada um, teve sua capacidade ampliada por uma unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (UAPO, ou DDP), alugada pela Petrobras com autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esta unidade extra tem capacidade para

processar 3 milhões de m³/dia e deverá entrar em operação até janeiro de 2010. Embora a capacidade nominal de toda a planta some 18 milhões de m³ de gás/dia, ela poderá processar até 20 a 21 milhões de m³ de gás/dia, nas projeções da Petrobras.

Esta ampliação se deve ao fato de que irá processar não somente o gás de Mexilhão – cerca de 10 milhões de m³ de gás/dia inicialmente, para chegar a 15 milhões de m³ de gás/dia até 2010 –, mais os 10 milhões de Uruguá e Tambaú, quando estes campos atingirem seu pico de produção. Os projetos de Uruguá e Tambaú, que estão a 170 km da plataforma de Mexilhão, abrangem a perfuração de quatro poços de óleo e quatro poços de gás em Uruguá, além de quatro poços de gás em Tambaú. Além dos 10 milhões de m³ de gás, o empreendimento, que tem um custo em torno de US\$ 3 bilhões, vai gerar uma produção de 35 mil barris de petróleo por dia e deverá estar concluído até julho de 2010.

Uma nova ampliação da UTG Monteiro Lobato está sendo estudada, uma vez que ela deverá receber ainda o gás inicial do projeto piloto de Tupi. Mas com a UTGCA e a unidade alugada já será possível processar a produção inicial dos quatro campos, que deverá somar 20 milhões de m³ de gás/dia. Mas, até 2010, Mexilhão poderá atingir seu pico.

É por isso que os investimentos previstos na Bacia de Santos, de 2008 a 2012, segundo o gerente geral da UN-BS, José Luiz MarCUSso, são de US\$ 12 bilhões – sendo que não estão contabilizados neste programa os gastos do projeto piloto e TLD de Tupi e em de Júpiter. Referem-se aos empreendimentos já em andamento, em ritmo acelerado, e a perfuração média de cinco poços exploratórios por ano até 2012.

Em ritmo acelerado

O piloto de Tupi, previsto para começar a operar até o final de 2010, deverá produzir 100 mil barris por dia de óleo leve (28°API) e 3 milhões de m³/dia de gás. Mas a produção de Tupi de óleo começará antes, pois a Petrobras, que já ganhou prêmios internacionais por seus projetos de antecipação da produção, pretende repetir o feito no pré-sal.

Na realidade, vai antecipar a produção para março do próximo ano, de acordo com previsões da estatal, por meio do chamado 'teste de longa duração (TLD)', no qual pretende extrair 30 mil barris de petróleo por dia. "No total, piloto e TLD demandarão investimentos acima de US\$ 2 bilhões", revelou MarCUSso.

É bom lembrar que a descoberta de Tupi, anunciada no final do ano passado, pode ter volumes de 5 bilhões a 8 bilhões de barris de petróleo. As reservas do campo, com 1.974 km² de extensão, estão localizadas a uma profundidade de 2.000 m de água e de 5 a 6.000 m de subsolo marítimos, dos quais cerca de 2.000 m de espessura da camada de sal.

Com a interligação do projeto-piloto de Tupi e da plataforma de Mexilhão, o volume de gás que poderá ser escoado por toda a estrutura em implantação vai somar, no pico, 35 milhões de m³ por dia. E a UTGCA, na atual concepção, terá capacidade de processar no máximo 21 milhões de m³ de gás a partir de 2010.

Ou seja: não vai dar para tirar o pé do acelerador. O que nos leva a pensar se as parceiras da Petrobras em Tupi – a britânica BG (com 25%) e a portuguesa Petrogal (com 10%) –, também não vão agregar recursos aos seus programas de investimento no Brasil, para dar mais 'gás' para estes projetos da Bacia de Santos que, com toda razão, mantêm o slogan: 'Mais gás para o Brasil'." ■



Soluções em revestimento

- Metalização Arco Elétrico - Arc Spray
- Metalização Hipersônica - HVOF
- Metalização a Plasma - Plasma Spray
- Cromo Duro Durotec - Cromo Duro Eletrodepositado





Componentes revestidos em vários ramos industriais:

Elementos Rotativos, Bombas, Pistões, Eixos de Bombas, Impelidores, Volutas, Selos Mecânicos, Caixas de Mancais, Elementos Estáticos, Caldeiras, Compressores, Vasos de Pressão, Trocadores de Calor.

11 4399-3300 • vendas@durotec.com.br

www.durotec.com.br