

EXPLORAÇÃO EMPRESA VAI PERFURAR OUTRO POÇO PARA AVALIAR A RESERVA E ELABORAR PLANO DE DESENVOLVIMENTO

Shell estima reserva de 400 milhões de barris de petróleo no BC-10

Produção no litoral capixaba deve começar em 2009, com investimentos de **US\$ 1 bilhão**

DENISE ZANDONADI
dzandonadi@redgazeta.com.br

A Shell iniciará, na próxima semana, a perfuração de mais um poço no bloco BC-10, na Bacia de Campos (RJ), em área que pertence ao litoral do Espírito Santo. Em setembro, será perfurado um outro poço, o décimo segundo da região, para avaliar o potencial e elaborar o plano de desenvolvimento. A estimativa é que a reserva recuperável no BC-10 chegue a 400 milhões de barris - número que aumenta ainda mais as reservas que o Estado possui hoje: de 2,5 bilhões de barris.

A previsão da empresa é de que até o final deste ano seja declarada a comercialidade do bloco. A produção, no entanto, não deverá começar antes de 2009, conforme previsão do vice-presidente de Exploração e Produção da

Mais petróleo

Confira os dados sobre os poços no Estado

LEGENDA

- EXPLORAÇÃO PETROBRAS
- EXPLORAÇÃO PARCERIAS
- RING FENCE
- ÁREA DE AVALIAÇÃO
- ÁREA DE AVALIAÇÃO PARCERIA
- OUTRAS CIAS

BC-10

O Bloco BC-10, classificado assim porque está localizado na Bacia de Campos, mas no litoral do Espírito Santo, pertence às empresas:

Shell	35%
Petrobras	35%
Esso	30%

A Shell é a operadora do bloco

Este bloco fazia parte da chamada Rodada Zero, realizada em 1998, logo após a abertura do setor de petróleo. A previsão é que comece a produzir em 2009

A previsão é de investimentos da ordem de **US\$ 1 bilhão**

A reserva do BC-10 está avaliada em **400 milhões de barris**

- O Estado produz, hoje, **40 mil barris por dia**. Este volume chegará a 180 mil barris por dia no ano que vem
- As reservas confirmadas no Espírito Santo, em terra e no mar, totalizam **2,5 bilhões de barris**, mas as previsões, com as últimas descobertas, é que já cheguem a **4 bilhões de barris**

O barril de petróleo foi cotado ontem por **US\$ 65,71** na Bolsa Mercantil de Nova York

No Litoral Sul do Estado, a Petrobras já investe na produção de 19 mil barris por dia no campo de Jubarte. A partir do próximo ano, Jubarte passará a produzir 50 mil barris por dia, com a entrada em operação da plataforma P-34.

Exploração e Produção da Shell, John Haney. O investimento necessário para desenvolver a produção deve chegar a US\$ 1 bilhão.

O BC-10 foi oferecido na chamada Rodada Zero, em 1998. A Shell é a operadora deste bloco e detém 35% de participação, enquanto que a Petrobras detém outros 35% e a Exxon, 30%. Nos dez poços já perfurados para avaliação, a Shell encontrou óleo pesado, associado a gás, semelhante ao petróleo produzido no campo de Jubarte, também no Litoral Sul.

Profundidade. Pelo bloco estar localizado em águas profundas, a verba será maior, segundo Haney. “O ritmo dos investimentos na área petrolífera é mais lento. Nesse caso, o início da produção está previsto para 2009, onze anos depois que o bloco foi arrematado”, afirmou Haney, durante entrevista no Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), no Rio de Janeiro.

Jubarte já produz 19 mil barris por dia

Também localizado na Bacia de Campos, mas no litoral capixaba, o campo de Jubarte, que tem óleo pesado semelhante ao do BC-10 e é vizinho deste, já está produzindo 19 mil barris por dia. Este campo está na fase inicial, e a produção é feita pelo navio-plataforma Seillean que será deslocado para o campo de Golfinho, no Litoral Norte. O Seillean será responsável pelo teste de longa duração de Golfinho, cuja produção efetiva começará em 2006, com a entrada em operação do FPSO Capixaba (navio-plataforma), que produzirá 100 mil barris por dia. Além do campo de Jubarte, já em produção, outros quatro campos já foram delimitados no antigo BC-60: os campos com nomes de outras quatro baleias, Franca, Anã, Azul e Cachalote. A Petrobras ainda não definiu quando iniciará a produção nestes quatro campos.

Ele explicou que ainda não é possível definir o tipo de sistema de produção que será adotado no BC-10. A empresa ainda não decidiu se encomendará a construção de um novo FPSO (unidade de produção, armazenagem e escoamento de petróleo), o que poderia ser feito no Brasil, ou se arrendará al-

guma unidade já existente.

O projeto, que ainda não foi detalhado, prevê inicialmente a instalação de um FPSO com capacidade de produção em torno de 80 mil barris por dia, podendo chegar a até 100 mil barris diários.

A Shell, segundo Haney, também está estudando com a Pe-

CAPACIDADE

80 mil

É a capacidade de produção, em número de barris por dia, que um FPSO (unidade de produção, armazenagem e escoamento de petróleo) pode alcançar no bloco BC-10. A produção pode chegar também a 100 mil por dia.

trobras a possibilidade de compartilhamento da estrutura de transporte do gás natural do BC-10, com os campos operados pela estatal, no BC-60, onde está o campo de Jubarte. Em vez de fazer um gasoduto até a costa, a Shell poderia fazer uma ligação do BC-10 ao BC-60, para levar o gás para terra.

Secretário critica atraso na Lei do Gás

Dirigente do Instituto Brasileiro do Petróleo quer a definição de uma política para o produto

Rodada da Agência Nacional do Petróleo (ANP), prevista para outubro. O principal atrativo da rodada deste ano são as áreas com maior potencial de descobertas de gás.

Para o vice-presidente da Exploração e Produção da Shell, John Haney, a falta de uma lei que regulamente o setor de gás reduz o interesse das empresas em investimentos na área de gás natural.

“Não elimina o interesse na licitação porque não há blocos em que só pode ter o gás natural. Os blocos podem ter petróleo ou gás. Mas a falta da lei complica o investimento”, afirmou Haney.

Entraves. Já para o presidente da Devon, Murilo Marroquim, a falta da Lei do Gás não condena a licitação ao fracasso, mas é mais um fator de redução da atratividade. Marroquim disse que há outros problemas que prejudicam o interesse pela licitação, como al-

gumas leis que estão sendo questionadas no Supremo Tribunal Federal (STF).

Ele citou as leis do Estado do Rio de Janeiro - como a Lei Noel (que cobra ICMS do petróleo produzido, mas ainda não foi regulamentada) e a Lei Valentim (que cobra ICMS dos equipamentos importados para a indústria do petróleo).

Outro ponto é a lei que estabelece que o Governo fede-

ral poderá obrigar judicialmente as empresas a aplicarem um mínimo de 0,5% do total de seus investimentos no país, em alguma unidade de conservação ambiental.

A proposta de lei não determina o percentual máximo. Marroquim acredita que poderá ser criado um risco regulatório incontrolável, além de tributar o investimento e não a receita das empresas.

Novo edital pode baixar verba estrangeira

As mudanças na definição da questão do conteúdo local, que é o percentual de equipamentos e serviços a serem contratados no país, no edital da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), podem também reduzir o interesse das companhias estrangeiras na Sétima Rodada de Licitações de áreas de exploração e produção de petróleo e gás, prevista para outubro. A avaliação é de representantes de grandes multinacionais do setor no país, como a Shell e a Devon. A inclusão das sondas de perfuração na contabilização da média final do percentual mínimo de compras de equipamentos e serviços no país pode inviabilizar os projetos. O problema é que as empresas não encontram as sondas no mercado brasileiro.

“O que o mercado espera é que a Lei do Gás incentive a produção, principalmente, do produto que não é associado ao petróleo. Na verdade, as empresas querem a definição de uma política clara para o gás, com preços firmes e seguros.”

A afirmação foi feita pelo secretário executivo do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), Álvaro Teixeira, que criticou o atraso na elaboração da nova legislação para o gás natural, que está em tramitação no Congresso.

Esse é um ponto negativo e foi condenado por outros executivos da área petrolífera. A nova lei não deverá ser votada antes da realização da Sétima