

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

APIMEC:

Bom dia, é com prazer que nós fazemos essa reunião da APIMEC-RJ e com a Petrobras, Segunda-feira, de manhã cedo. Eu gostaria de apresentar a composição da mesa, sentado a minha direita, Almir Barbassa, Diretor Financeiro e de RI da Petrobras, Raul Campos, a direita do Almir, gerente executivo de RI, o Marcos Menezes, gerente executivo de contabilidade, sentado a minha esquerda e lá na ponta direita, Mariângela Tizatto, gerente geral de contabilidade.

Agradeço a presença de todos, vou passar a palavra para o Raul Campos, para exposição inicial, Raul, por favor.

Raul Campos:

Muito obrigado. Bom dia, o evento de hoje está sendo transmitido ao vivo pela internet, no nosso site, www.petrobras.com.br/ri e também pode ser acompanhado via teleconferência no número (11) 2101-0099.

Todos aqueles que nos acompanham, quer pela internet ou pela teleconferência poderão participar fazendo suas perguntas pelo telefone ou diretamente na plataforma do webcast a qualquer tempo, pelo ícone pergunte ao palestrante.

Adicionalmente, informamos que no nosso site www.petrobras.com.br/ri, na página de cadastramento do webcast também é possível fazer o download e imprimir a apresentação além de obter o relatório com os resultados deste trimestre.

Antes de prosseguir, eu gostaria de esclarecer que essa reunião está sendo gravada e que eventuais declarações que possam ser aqui feitas relativas as perspectivas de negócios da Petrobras, projeções e metas operacionais e financeiras e relativas ao potencial de crescimento da companhia constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras.

Considerações futuras não são garantias de desempenho, elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer. Investidores devem compreender que condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais podem afetar o desempenho futuro da Petrobras e podem conduzir a resultados que diferem materialmente daqueles expressos em tais considerações futuras.

Convém também frisar que os resultados aqui apresentados foram obtidos em conformidade com a Legislação Societária brasileira e que estaremos impossibilitados de discutir questões relacionadas aos resultados em US GAAP, o que será objeto de divulgação futura.

Passo agora a palavra ao nosso diretor financeiro e de relações com investidores, Almir Guilherme Barbassa, que fará os comentários iniciais sobre destaques operacionais e financeiros da Petrobras no 3T06 e principais eventos ocorridos durante esse 3T. Posteriormente, responderemos as questões que eventualmente sejam formuladas. Por favor.

Almir Guilherme Barbassa:

Bom dia, senhoras e senhores. Eu queria agradecer a participação de todos nesse evento que é um prazer estar aqui apresentando mais uma vez os resultados da Petrobras.

Tivemos, como vocês vão ver ao longo da apresentação, resultado excepcional, nos nove meses do ano foi um recorde, e o resultado desse trimestre teve a influência do crescimento da produção – como vocês podem ver, no trimestre, cresceu 1,3%. Esse crescimento foi impactado pelo

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

desempenho da P-50 no campo de Albacora Leste que teve problemas mecânicos, operacionais e o campo de Golfinho também teve uma performance aquém do esperado. Entretanto, esses dois campos adicionaram produção durante o 3T e o ramp-up, o crescimento da produção de ambos os campos foi atrasado mas já está em franca recuperação, devemos ter uma resposta melhor no 4T.

Os preços que o E&P vende sua produção teve uma ligeira melhoria no 3T reduzindo o spread em relação ao 2T, quando comparado com o preço de óleo Brent. Ainda assim, esse diferencial entre o óleo produzido pelo E&P e o Brent está acima de US\$ 10, o que é um limite, digamos, quase que superior desse diferencial.

Os custos de extração, sem a participação governamental, tiveram um ligeiro crescimento e esse crescimento se deveu a uma concentração, entre outras coisas, de trabalhos de workover, recuperação e intervenção em poços, manutenções de algumas plataformas – manutenções corretivas – e também teve um impacto das duas plataformas, tanto de Golfinho quanto a P-50, que ainda não alcançaram o máximo da produção. Isso acaba onerando o custo-médio, já que o equipamento está lá, o pessoal está lá, os serviços a eles relacionados estão todos lá e a produção ainda não atingiu seu máximo.

Quando se olha o custo de extração com a participação governamental, nós tivemos a participação praticamente constante, já que o preço-médio internacional praticamente não variou no período e a participação é calculada com base nesse custo-médio. No custo do petróleo internacional.

O refino teve uma redução na utilização das refinarias, caiu 4%; esse é um fator que vai ser importante na análise daqui para frente, na área do refino, porque ele vai impactar inclusive o custo-médio do refino, mas essa redução se deveu a paradas programadas nas principais refinarias do país, entre as quatro maiores, três delas sofreram paradas programadas. Não é nenhuma surpresa do ponto de vista que foram paradas programadas, mas como são refinarias muito grandes, acabam impactando o volume de óleo processado e aumenta o seu custo-médio.

Entretanto, nós tivemos, também associado a essas paradas ocorrendo no mesmo período, problemas de suprimento de óleo devido a manutenção de dutos e terminais, que nós tivemos no período. Essa manutenção acabou, de certa forma, restringindo o volume de óleo disponível na refinaria e isso contribuiu para essa redução no volume de óleo processado. Já o óleo nacional, na carga processada, que caiu de 80 para 79, ele teve contribuição de dois elementos. Um deles foi a produção menor em Golfinho – e aí disponibilizou-se um pouco menos de óleo leve, que seria usado, óleo nacional.

Do outro lado, foi o diferencial de preço entre o óleo combustível e o óleo produzido no Brasil, esse spread abriu, de forma que se tornou mais econômico para a empresa processar mais óleo leve importado, porque ele gera menos óleo combustível, do que processar óleo nacional pesado, que gera mais óleo combustível e dessa forma evitar exportação do óleo combustível, que estava desvalorizado, e exportar mais o óleo produzido no Brasil. Esse foi um dos elementos que contribuíram para carga do óleo nacional processado aqui no Brasil.

O volume de vendas cresceu, o 3T é o trimestre que se prepara a terra para plantio, há um consumo maior de diesel nesse período. A gasolina continua com a demanda alta em virtude da baixa composição do álcool que caiu pra 20% em vez de 25% e demandas de óleo combustível para indústria, que cresceu no período.

O custo de refino, como eu já mencionei, teve um aumento de 20% devido às paradas nas principais refinarias e a indisponibilidade de óleo em virtude de problemas nos dutos e terminais. O preço-médio de realização continua na faixa de US\$ 70, US\$ 72, cresceu um pouco e demonstra que a política da Petrobras de ajustar no longo prazo tem se demonstrado correta na medida em que evita a volatilidade de preço para o mercado doméstico e aqui fica evidente uma situação em que se a gente

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

tivesse acompanhado o preço internacional, na queda é muito provável que os preços domésticos não acompanhariam, o ajuste para baixo é muito mais demorado do que o ajuste para cima. Quando se eleva preço, todo mundo eleva rapidamente, quando se baixa demora um pouco mais o ajuste.

Então, eu acho que isso é uma grande contribuição para a economia nacional, na medida que há uma estabilização e no fundo, a Petrobras, na média, ela acaba realizando o lucro que qualquer outra empresa internacional, que está atuando e atualizando seus preços diariamente ou num espaço muito menor, realiza ao final do período; isso demonstra uma política acertada.

O volume de vendas, que cresceu de trimestre a trimestre, se computar o gás naturais, os álcoois e nitrogenados, cresceu cerca de 5%, vai explicar o crescimento da nossa receita, uma parte do crescimento da receita. E esse crescimento, como eu já disse, foi motivado pela maior venda de diesel neste trimestre que é o trimestre de preparação de terreno para plantio além da gasolina e outros derivados com impacto menor. A própria NAFTA teve um crescimento de vendas em virtude da relação de preço doméstico/preço internacional, as petroquímicas preferiram comprar mais no Brasil.

O demonstrativo de resultados, quando nós comparamos os dois trimestres, o 2T com o 3T, nós temos aí que o crescimento da receita líquida é explicado pelo crescimento da produção e o crescimento do preço, então está em linha, e o crescimento da exportação, nós tivemos um crescimento bastante grande, de 33% da exportação de petróleo. Já o CPV nós temos dois elementos extraordinários que explicam o crescimento de 27% do CPV e esses dois elementos, um deles se relaciona a custos do campo de Marlin – nós, para cálculo da participação especial, tem uma parcela do custo do financiamento de Marlin que varia proporcionalmente ao preço do petróleo e, como é custo, nós abatíamos isso da participação especial – vinha sendo feito assim desde de 2002.

A ANP, numa releitura dessa questão, concluiu que essa parcela não deveria ser abatida como custo e, portanto, nós fizemos um acordo e pagamos esse custo pretérito desde 2002, que somaram cerca de R\$ 420 milhões. O outro custo que ocorreu de maneira específica e não-recorrente foi o custo de reinjeção de gás. Nós tínhamos aqui uma reinjeção de gás que vinha sendo feita e, por um critério de alocação de custo, ela estava carregando consigo uma parte dos custos de produção; e o gás reinjetável se transforma em reserva novamente e, portanto, ele não pode carregar parte do custo de produção. Dessa forma, o custo da produção dos períodos anteriores devia ser distribuído somente entre os produtos vendidos – o produto reinjetado virou reserva, ele não deveria ser custeado.

Então, foi feita essa correção na alocação de custo e isso levou a um custo adicional, neste trimestre, de R\$ 408 milhões. Então, esses dois elementos que somam aproximadamente R\$ 430 milhões, praticamente explicam o crescimento do CPV e explicam o resultado final também, que ficou um pouco aquém do esperado pelo mercado. Mas ele explica o comportamento do EBITDA e o lucro operacional também, que ficou inferior ao 2T. já o lucro líquido foi impactado pela provisão de juros sobre capital próprio, que nesse período foi cerca de R\$ 746 milhões maior que o ano passado no mesmo período, mas R\$ 1,492 bilhão maior que o 2T06.

E também tivemos um custo financeiro, que na realidade não é bem um custo, mas um procedimento requerido contabilmente, que foi o pré-pagamento de US\$ 880 milhões de dívida – nós recomparamos no mercado dívidas nossas que venceriam de 2008-13, e essas dívidas, títulos, estavam com cotação acima do PAR, estava valendo mais que 100% do valor de face no mercado.

Ao recomprar essa dívida, o que excede o valor de face nós temos que reconhecer como perda, como custo, e isso somou R\$ 320 milhões no período. Na realidade, de uma forma ou de outra a gente ia pagar isso ao longo do tempo, mas, ao fazer essa recompra, nós contabilizamos momentaneamente.

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

Então, esses dois elementos impactaram um positivamente, a declaração de juros sobre capital próprio – quase R\$ 1,5 bilhão – e outro negativamente – os R\$ 320 milhões.

As despesas operacionais. Despesas de venda cresceram porque o volume de vendas cresceu; as gerais e administrativas estão em linha também; nos custos exploratórios, nós tivemos alguns poços secos que foram custeados, foram declarados secos e levado a resultado no período, de valor bastante grande, de forma que elevou o custo em relação ao 2T. E outros custos, aqui indicados, cresceram substancialmente, 50%, embora, quando comparados com a empresa como um todo isso é coisa pequena, e tiveram principalmente impacto de dois fatores: um, foi o encerramento do contrato de hedge com a ANDINA, em virtude das mudanças de condições contratuais na Bolívia, não permitiram mais a continuidade daquele contrato.

Dessa forma nós encerramos e tivemos que reconhecer perdas correspondentes ao valor presente desse contrato, se ele fosse vigir até o seu término, que era colocado no nosso balanço. O outro elemento aqui, que elevou o custo, foram contratos de serviços de consultoria e serviços técnicos.

A empresa está crescendo muito rapidamente; a empresa tem aberto várias frentes de trabalho; nós temos necessidade de assessoria externa, porque, com esse crescimento, o quadro próprio não tem crescido na mesma proporção – apesar de esse ano a gente ter feito um grande esforço e ter admitido um número grande de pessoas – esses novos entrantes, que hoje somam 18.000 empregados admitidos desde 2001-02, esse pessoal ainda está em processo de maturação, de aperfeiçoamento, de desenvolvimento profissional.

Então, tem muito trabalho aqui que a gente tem que contar com o aporte externo de conhecimento. E assim, dado esse crescimento que vocês vão ver no nosso nível de investimento – o crescimento é muito grande – nós estamos contando com várias consultorias e serviços técnicos externos, o que explica esse crescimento desse item “outros”.

O resultado do E&P do trimestre, o lucro operacional, teve um comportamento normal, exceto esses dois itens que eu já comentei – o efeito da reinjeção do gás e do cálculo da participação especial de Marlim. Se excluir esse resultado, nós teríamos um custo em linha com o aumento da produção que tivemos e um ligeiro aumento nos custos de extração.

O abastecimento também demonstrou um comportamento esperado, com o efeito daquele aumento de custo em virtude do problema das paradas das refinarias e do abastecimento dessas refinarias; e também tivemos, no abastecimento, uma utilização de estoques com custos maiores, porque, no trimestre, embora no final do trimestre já tivemos uma queda dos preços internacionais, o estoque formado no abastecimento foi formado com o preço elevado. Então, isso acabou onerando muito o custo-médio do CPV.

O lucro líquido, como eu já adiantei, teve dois impactos importantes, esse dos itens extraordinários do E&P, R\$ 834 milhões, a recompra dos títulos, R\$ 321 milhões, e o efeito do aumento das despesas operacionais também tiveram uma contribuição negativa, contra-compensado pela declaração de juros sobre capital próprio, que está embutido na variação de impostos. Na medida em que a gente provisiona os juros, os impostos são menores e há uma contribuição positiva, levando no trimestre a uma realização de quase R\$ 7,1 bilhões.

O balanço de exportação e importação cresceu de um trimestre para o outro. Nós continuamos exportando liquidamente e o balanço aqui está em 54 mil barris/dia – o balanço físico. O balanço financeiro, balança comercial financeira da Petrobras em óleo e derivados, foi de US\$ 150 milhões positiva no período.

A estrutura de capital; continua ocorrendo uma desalavancagem na companhia; nós temos trabalhado o passivo, temos renegociado dívidas, temos antecipado pagamentos de dívida – aquelas

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

que permitem; mas nós temos uma quantidade grande de dívidas que são pouco flexíveis – não permitem muito pré-pagamento -, são dívidas com várias amarrações contratuais -, mas, naquilo que é possível, temos renegociado o custo da dívida ou temos pré-pago.

A geração de caixa é muito grande, nós temos aí gerado o valor da dívida líquida a cada 4-5 meses – quer dizer, a companhia paga a dívida líquida em mais de 2x por ano – e, como vamos ver aqui, o fluxo de caixa livre, que foi de R\$ 1,8 bilhão, praticamente foi adicionado ao caixa, já que as atividades financeiras não consumiram recursos.

No investimento, tivemos um crescimento de 34% de nove meses para nove meses, de um ano para outro; e o E&P continua sendo a nossa principal área de investimento, e, nesse caso aqui, a área internacional cresceu e ultrapassou até o abastecimento no período, em virtude das aquisições que nós fizemos no exterior, que ocorreram nesse trimestre – tivemos a aquisição da refinaria de Pasadena, e isso acabou aumentando o investimento da área internacional, mas isso é um caso pontual, o abastecimento deverá ser o segundo maior investimento da companhia.

E nós estamos, como vocês vêem, investindo principalmente em E&P, que é o futuro do crescimento da companhia, E&P é o carro-chefe, o gerador de receita maior da empresa; a empresa continua sendo uma empresa de petróleo.

É isso que eu teria. Se vocês tiverem alguma pergunta, estou à disposição.

Apimec:

Obrigado, Almir. Antes de nós darmos seqüência à segunda parte dessa nossa reunião, de perguntas e respostas, eu vou pedir licença à empresa para fazer alguns anúncios a respeito das nossas próximas reuniões. Os senhores receberam na entrada, junto com a documentação da Petrobras, o aviso das próximas reuniões, e eu vou passar rapidamente por elas.

Dia 14, amanhã, nós vamos ter um evento com a Suzano Petroquímica – o local e horário estão no documento que os senhores receberam e eu pediria que fizessem reserva com a Patricia pelo telefone que está aí.

No dia 21 a nossa convidada é a Light S.A. do Novo Mercado. No dia 24 nós vamos ter a Braskem, nível 1 de governança. Dia 27, lojas Renner. Dia 28, CSU Card System. Dia 29, a reunião é com a Companhia Paranaense de Energia (COPEL). No dia 30 nós teremos duas reuniões, uma reunião-almoço e uma reunião às 18:00, a primeira com a CPFL Energia e às 18:00 com a Votorantim Celulose e Papel.

No dia 24, no período entre 12:00 e 18:00 nós teremos eleição para presidente e vice da APIMEC – Rio de Janeiro, eleição de 15 Conselheiros, nós estamos renovando todo o Conselho da APIMEC em função da incorporação feita com a ABAMEC, então nós estamos renovando todo o Conselho, os senhores podem votar em até 15 conselheiros. E também para eleição nessa mesma data. Então, eu gostaria que todos comparecessem e pudessem votar nos seus candidatos.

E, antes de passarmos às perguntas, eu gostaria de pedirão Antonio Roberto, Conselheiro da APIMEC, que entregasse uma placa comemorativa para Petrobras, a APIMEC tem por habito fazer um selo e um troféu de assiduidade e esse vai até 100 anos. Acho que a gente não vai estar aqui, mas vai até 100 anos e nós gostaríamos de entregar então ao Almir uma placa comemorativa disso.

Obrigado. Isso posto, nós passamos então para parte de perguntas e respostas, nós temos recepcionistas dos dois lados com microfones. Quem desejar fazer pergunta, por favor, se identifique.

Gustavo Gataz, UBS:

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

Bom dia. Almir, eu tinha algumas perguntas para você. A primeira delas, talvez até mais orientada ao pessoal do E&P; vocês poderiam dar para a gente uma atualização no que a gente deve ter de plataformas entrando em operação nos próximos meses, de tal forma que a gente consiga entender o quanto esse crescimento passa a ser um crescimento maior ainda na produção?

Almir Guilherme Barbassa:

O Molinari vai responder a pergunta, por favor.

Eduardo Alessandro Molinari:

OK, então, nós temos aí o aumento da produção da P-50, que hoje está produzindo 164 mil barris por dia e deverá atingir, em dezembro, 180 mil barris por dia. Além disso, temos a P-34 entrando em produção no final de novembro, com uma capacidade de 60 mil barris por dia. E o FPSO Cidade do Rio de Janeiro entrando em produção no final de dezembro. São esses os sistemas que vão contribuir para o aumento da produção no final deste ano.

Ubiratan, Investidor:

Eu gostaria que o senhor nos desse um esclarecimento a respeito do custo Brasil de produção de petróleo; nós temos visto reportagens sobre custo de produção de automóveis, custo de operação de estoques, e eu gostaria de ter uma idéia do custo-Brasil de produção de petróleo.

Almir Guilherme Barbassa:

Nós temos uma comparação inclusive que o pessoal de RI pode encaminhar para você depois, fazendo uma comparação do custo de produção da Petrobras, custo de encontrar petróleo, e o custo-médio de produção, comparando com outras empresas. Eu não tenho de cabeça essas informações, mas nós temos essa informação e a gente pode passar para você depois.

José Olivetto, Investidor:

Eu queria entender qual é a política da Petrobras para médio e longo prazo em relação ao álcool e o biodiesel. Em segundo lugar, baseado nos dados expostos nos últimos três ou quatro anos, houve um aumento de 18.000 pessoas na Petrobras. Eu gostaria de uma tentativa de qualificação de em que área basicamente foi esse pessoal, qual a qualificação desse pessoal, e comparativos com empresas similares, do porte da Petrobras, para indicar que não tem uma sobreposição de pessoal ou uma sobposição de pessoal.

Almir Guilherme Barbassa:

Bom, a questão de álcool e biodiesel, nós temos um programa de desenvolvimento dessas áreas como negócio para companhia. Na área de biodiesel, nós já estamos atuando como compradores do biodiesel fabricado por terceiros, e para ser vendido nas redes de distribuição. Nós acabamos de assinar um contrato para a construção de uma usina para produzir biodiesel, e a nossa meta é ter três usinas como essa – duas no Nordeste e uma aqui no norte de Minas. Então, essa é uma atividade que faz parte do nosso plano estratégico, e que nós estamos entrando de fato.

A outra frente de produção de biodiesel é uma frente exclusiva, hoje, da Petrobras, que é o H-Bio, que é a produção de biodiesel nas nossas refinarias mesmo. Hoje, já tem aproximadamente quatro ou cinco refinarias prontas, ou que já foram testadas e estão sendo preparadas para que, antes do final do ano já comecem, pelo menos uma ou duas delas, a produzir o H-Bio.

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

O H-Bio, como já foi divulgado, é a produção de diesel utilizando os mesmos equipamentos hoje existentes nessas refinarias, mas injetando um volume de óleo vegetal na corrente de produção de diesel, de forma que, do óleo vegetal injetado, 96% se transforme em um diesel de alta qualidade. Não tem enxofre, e um número de cetanos maior do que o diesel mineral.

Então, essa é uma frente importante da Petrobras – a outra é a produção através das usinas, que nós estamos implantando; dentro de menos de dois anos elas deverão estar em produção.

Na área de álcool, nós temos um projeto; estamos estudando um modelo de negócios onde a Petrobras adquiriria álcool de produtores brasileiros para exportação. Esse é um modelo que ainda está em avaliação, não existe nenhuma decisão final a respeito, mas o nosso objetivo é termos uma produção razoavelmente grande, para 2010, da ordem de 3,5 bilhões de litro/ano, para ser exportado. E a capacidade de produção no Brasil seria desenvolvida com exclusividade para exportação. Essa é a nossa área, e a gente participaria, essencialmente, na área de logística e comercialização, que é o nosso negócio. Essas são as expectativas sobre álcool e biodiesel.

Quanto a pessoal admitido, nós tivemos admissões em toda a companhia; sempre mais ou menos proporcional ao tamanho das áreas. Hoje, o E&P e o Abast. têm o maior contingente da companhia e, naturalmente, nessas admissões eles tiveram a maior parcela.

Quanto à relatividade da mão-de-obra, comparando com outras empresas, existem alguns indicadores – eu não tenho de cabeça, a gente pode até ver se a gente tem disponível. Mas isso varia muito de empresa para empresa, em função da sua concentração nos negócios. A Petrobras difere tanto das empresas de petróleo estatais, que têm um volume de produção muito maior do que o volume de comercialização, e maior também do que o volume que elas mesmas refinam, que é inversamente à posição das grandes empresas.

Se você pegar hoje uma Shell, Esso, BP, o que elas comercializam é mais que o dobro do que elas produzem, ou um volume muito maior do que elas produzem. Então, elas têm comercialização, volume grande, refino menor, produção menor. As estatais, produção grande, refino menor, comercialização menor.

E a Petrobras é equilibrada nesses três segmentos de negócio. Ela tem, aproximadamente, a produção, o refino e a comercialização muito próximos um do outro. Então, ela tem uma composição de negócio que difere das outras. A comparação, às vezes se usa, mas não é uma comparação muito corrente, porque não reflete essas diferenças.

Gustavo Gataz, UBS:

Bom dia, é o Gustavo Gataz de novo. As minhas duas outras perguntas dizem respeito aos extraordinários que vocês mencionaram no trimestre. A primeira delas com a ANP. A gente queria entender se realmente tem alguma possibilidade de ter mais algum imposto retroativo aparecendo, se tem mais algum processo com a ANP acontecendo agora. E em segundo lugar, entender: aquele ajuste de R\$ 408 milhões do gás foi referente a que período no passado, para a gente entender um pouco o que pode ser o impacto recorrente disso no futuro.

E a segunda pergunta era sobre essa restrição no envio de óleo para as refinarias. Você mencionou que teve uma manutenção na logística, eu queria só entender se essa manutenção já acabou, ou se ela deve afetar o 4T também.

Almir Guilherme Barbassa:

A manutenção já acabou. Isso foi uma ocorrência no 3T, e não se espera nenhuma consequência para o 4T.

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

Quanto à questão dos ajustes, eu até gostaria de ter o socorro do E&P, porque eu desconheço qualquer outro ponto que tenha sido levantado pela ANP que tenha alguma natureza semelhante. E também é o período... Mariângela, você tem o período aí da reinjeção do gás? Alguém poderia...? 2005 e 2006. É isso aí.

Quanto a outros itens, não existe. OK, confirmado.

Jorge Carneiro, ABRARES:

Bom dia, Jorge Carneiro, eu sou da ABRARES (Associação Brasileira de Responsabilidade Social). Eu gostaria de conhecer um pouco melhor essa questão da responsabilidade social, como ela é conduzida no grupo Petrobras, principalmente com relação à questão organizacional – se existe um link com o Conselho de Administração, e qual é o volume de investimento previsto para esse ano, nessa área.

Almir Guilherme Barbassa:

A área social é cuidada pela gerência de comunicação, e ela está linkada ao presidente. É claro que o Conselho acompanha todas as atividades, e também essa aí. Agora, o valor orçamentado... alguém pode me ajudar aí? Eu não tenho esse número de cabeça.

Petrobras:

O valor que está especificado nos projetos culturais e está especificado lá no item “Outras Despesas Administrativas”. E como todas as despesas da Petrobras nessa área, ou elas participam como beneficiárias da lei Rouanet, ou elas envolvem promoção de imagem da Companhia. Quer dizer, elas são aprovadas pelo Conselho de Administração, dentro do espírito do orçamento geral da companhia, e com essas duas qualificações. Portanto não existe nenhuma doação da Petrobras na área social.

Se o senhor tiver a gentileza de deixar um... Nós especificamos.

Participante:

Eu entendo que a Petrobras tem como objetivo a extração petróleo e produção de derivados. No entanto, na Austrália esta se desenvolvendo um projeto muito grande na conversão de plásticos para diesel. A Petrobras tem alguma idéia, algum pensamento nesse respeito, para reforçar a produção de diesel no país?

Almir Guilherme Barbassa:

O nosso centro de pesquisa tem um número muito grande de projetos de pesquisa. Eu não conheço nenhum em particular que envolva esse assunto, mas eu não posso dizer que eles não estejam olhando. Não é um assunto que tenha sido trazido à Diretoria como assunto relevante, portanto não me parece que seja... Como é o caso, por exemplo, do H-Bio, que também é voltado para a produção de diesel; realmente eu desconheço se nós temos essa pesquisa sendo realizada.

Mas nós temos a preocupação de produção de diesel crescente no país, já que nós somos importadores líquidos de diesel.

O caso de a gente usar o óleo vegetal, que a gente é exportador líquido, é uma boa troca. Se a gente consome aqui mesmo, não precisa levar e trazer gastando energia pelo caminho.

José Roberto Santos, investidor:

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

O senhor poderia comentar sobre o impacto da Bolívia na produção de gás, e o que a Petrobras está antevendo para este trimestre próximo – a produção de gás no Brasil, e também distribuição.

Almir Guilherme Barbassa:

A produção de gás na Bolívia, apesar de todas essas controvérsias e discussões, se manteve sempre estável. Ela sofreu um impacto em abril, por excesso de chuvas, lá na Bolívia. O gasoduto que leva da jazida dos campos de San Alberto e San Antonio até Santa Cruz, passam pelo sopé dos Andes; então, em uma dessas travessias de um rio ou de uma área que tinha uma possível corrente, o excesso de chuvas trouxe muito detrito e acabou deslocando o duto, e isso prejudicou um pouco, por alguns dias, até que se contornasse por um outro duto temporário. E agora, em novembro, está se restabelecendo a situação original.

Mas esse foi o único elemento que acabou prejudicando a produção de gás na Bolívia. Nós não tivemos, apesar de toda a discussão, a parada em nenhum dia da produção lá.

Petrobras:

Na produção doméstica, nós estamos entregando hoje ao mercado cerca de 26 milhões de m³/dia de gás, 50% do consumo – os outros 50% vêm da Bolívia. E nós temos um plano de aumentar essa entrega de gás no Brasil para 70 milhões de m³/dia em 2011; temos um plano de curto-prazo, até 2008, um programa chamado Plangás, em que nós vamos aumentar a produção de gás na região Sudeste dos atuais 15,8 milhões de m³/dia para 40 milhões de m³/dia. Ou seja, um acréscimo de 24,2 milhões de m³/dia até dezembro de 2008.

Almir Guilherme Barbassa:

Quanto à comercialização do gás, nós estamos, como já foi divulgado, estudando um ajustamento de preço do gás produzido aqui no país, para a venda às distribuidoras, já que ele está defasado em virtude da política adotada dois ou três anos atrás de contenção do preço para estimular a demanda. Agora, a demanda está crescendo, como nos últimos tempos, rapidamente, nós estamos agora ajustando o preço para tornar o gás, na relação dos seus substitutos, a relação que se verifica internacionalmente. E, com isso, a gente estimularia o consumo de outros derivados, desestimulando um pouco o gás, ou ajustando o seu preço no preço que é devido.

Jose Roberto Santos:

Bom dia. Eu tinha mais de uma pergunta, na verdade.

Em primeiro lugar, em relação à produção, vocês mencionaram algumas atualizações com relação à P-50, à P-34, e à FPSO Rio de Janeiro. Mas eu gostaria de saber o seguinte: em relação à meta de produção para o ano de 2007, tendo em vista que a meta de 2006 está comprometida em cerca de 80 mil barris, pelas minhas estimativas, e tendo em vista que a FPSO cidade de Vitória está atrasada em seis meses, como esses dois fatores vão impactar a meta de 2007?

Eduardo Alessandro Molinari:

Por enquanto, nós temos esses impactos de Albacora, do retardo do acréscimo de produção, e da P-34 também, mas por outro lado nós estamos a antecipação de seis meses da FPSO cidade do Rio de Janeiro, de modo que nós estamos mantendo a meta para 2007.

Jose Roberto Santos:

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

OK. Se for possível uma segunda pergunta, eu gostaria de esclarecer, em relação a esses impactos que já foram mencionados, tanto de Marlim na [inaudível] das participações especiais, quanto na questão da reinjeção, e na questão do hedge da ANDINA, quais foram os impactos caixa dessas despesas? Elas estão ou não computadas no custo unitário de extração, incluindo as participações governamentais?

Almir Guilherme Barbassa:

Das três aí mencionadas, a única que teve impacto caixa foi a do Marlim. A perda mencionada do hedge não teve impacto caixa, nem a reinjeção do gás. O restante da pergunta...

Jose Roberto Santos:

Se nos dados apresentados de lifting cost unitário, incluindo as participações governamentais, esses efeitos estão contabilizados ou não.

Raul Campos:

Não, não estava. Os custos dos lifting costs são feitos em cima do total da produção, e só é alocado no CPV aquilo que é vendido. Então, já estava no lifting cost e não estava no CPV. OK?

Jose Roberto Santos:

Eu não entendi bem, porque vocês disseram que a parcela do custo de reinjeção, que estava alocada em reservas, foi retornada para volumes produzidos. Então, isso impactou despesas do passado, ou impactou despesas do presente?

Almir Guilherme Barbassa:

Vamos usar aqui o nosso especialista em custo.

Petrobras:

O que o Raul explicou, de não ter impactado o lifting cost, foi relativamente ao ajuste da reinjeção. De fato, ele não teve nem efeito caixa e tampouco afetou o lifting cost. Entretanto, com relação ao complemento de participação especial do campo de Marlim, nós tivemos o cuidado de realinhar a série desde 2002 para fins de comparabilidade. Esse era o complemento que eu gostaria de fazer.

Jose Roberto Santos:

Está perfeito, então, obrigado.

Participante:

Na prancha 11, foi comentado a respeito de consultorias externas à empresa. Esse “consultoria externa” – externa à empresa, ou externa para países no exterior?

Almir Guilherme Barbassa:

Não, externa à empresa.

Participante:

Externa à empresa. Porque o nosso [inaudível] não responde à...

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

Almir Guilherme Barbassa:

Não, são questões diferentes. São consultorias às vezes técnicas também, e muito específicas, e você precisa socorrer o mercado; e a nossa capacidade interna está inteiramente tomada. E também na área de gestão de planejamento, também essa área nós nos socorremos do conhecimento do mercado, dado o crescimento da companhia, já que a gente, desde o final dos anos 90 até agora, mais que dobrou a produção de petróleo, e o contingente de pessoas próprias permaneceu praticamente o mesmo.

Raul Campos:

Temos mais uma pergunta da teleconferência.

Luiz Otávio Broad, Ágora Corretora:

Bom dia a todos. São duas perguntas. A primeira era só uma confirmação se aqueles R\$ 320 milhões de custo de recompra de título, se ele entrou no resultado financeiro. E a outra pergunta seria com relação ao custo de refino e extração para o 4T, se a gente pode esperar que esses custos já voltem para mais próximo do que foi no 2T desse ano.

Petrobras:

Poderia repetir a pergunta, por favor, mais lentamente?

Luiz Otávio Broad:

A primeira é com relação aos R\$ 320 milhões do custo de recompra de títulos. Eu queria só confirmar se esses R\$ 320 milhões entraram no resultado financeiro do 3T, é a primeira pergunta. E a segunda seria com relação a custo de extração e refino para o 4T, se a gente pode esperar que esses custos voltem para níveis que foram realizados no 2T06. Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Bom, os R\$ 320 milhões afetaram o resultado financeiro, eles entraram na composição do resultado do trimestre. E quanto a custos, na área de refino, por exemplo, o aumento de custos de refino foi principalmente causado pela parada de refinarias, e isso é pontual, assim como o problema do abastecimento das refinarias; o meio logístico lá também teve o problema, que também foi pontual.

Então, esses fatores não devem novamente. No caso do E&P, o crescimento teve alguns elementos também excepcionais, como o maior uso de workover. Então, não temos previsão para repetição disso. Esperamos uma performance semelhante ou melhor que o 3T.

Sérgio, Banco Máxima:

A empresa anunciou, alguns meses atrás, um investimento para os próximos cinco anos em torno de US\$ 88 bilhões. Eu queria saber se, com os problemas principalmente com relação à Bolívia, se mantém esses valores, se a perspectiva continua sendo no mesmo nível.

Almir Guilherme Barbassa:

Sim, essa expectativa se mantém, de US\$ 87-88 bilhões para cinco anos, e esse é um ponto forte da Petrobras, que demonstra a sua capacidade de crescimento, porque para fazer isso a maior parte desse investimento já se relaciona com projetos em execução, em andamento, ou que vai se colocar

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

em andamento em breve; e aí é um desafio de se ter a capacidade de gestão e de implementação desse volume de investimento anual. A expectativa é que nós venhamos a realizar, sim, esse investimento.

Participante:

Uma área que eu tenho muito interesse – não sei se é apropriado, se não for, me desculpe. Nós assistimos aqui nos último três meses uma queda do maior fundo de gás, chamado Ameron, nos Estados Unidos, que impactou imensamente o gás no mundo. O gás era uma coisa que era um subproduto, que era queimado, não tinha interesse. De uns cinco a dez anos para cá passou a ser uma grande fonte de energia, por ser uma energia limpa em todo mundo, com grandes variações de preço, com dificuldades de transporte, com projetos de liquefação, e tudo. Dá para falar um pouco sobre essa área? Será que é apropriado, é uma coisa interessante estrategicamente? Eu tenho muito interesse nessa área.

Participante 2:

Eu queria fazer um pouco mais, aí mesmo, nessa linha – quais as projeções da empresa para gasodutos no Brasil? E, eventualmente – você fala de um novo gasoduto ligando Venezuela etc..

Almir Guilherme Barbassa:

O gás é um produto que tem características muito específicas. A comparação que eu costumo fazer é que o mercado de gás é igual fogo: se você não tiver combustão, comburente e calor, você não tem fogo. Se você não tiver jazida, meio de transporte e consumidor, você não tem mercado de gás. Diferentemente do petróleo, o gás não pode ser estocado, pelo menos com a tecnologia de hoje. Uma vez que venhamos a desenvolver GPL, por exemplo, gás líquido, você pode estocar o líquido depois, mas, na forma gasosa, é muito complicado estocar gás.

Então, hoje existem projetos de GNL. Esses projetos de GNL, quando foram desenvolvidos, eles amarravam muito consumo à origem, porque os investimentos eram muito pesados; e aí, amarravam em contratos de fornecimento de longo prazo. E essas eram as formas, até agora existentes, de se utilizar gás – ou você tem um gasoduto ligando ao consumidor, ou você fazia grandes investimentos em liquefação de gás. De outra forma, o gás ficaria uma matéria-prima lá na jazida, sem valor. A queima passou a ser um processo complicado, já que aumenta muito a emissão e gera problemas ambientais. Aí, ou parou-se a produção de gás associado quando o volume de gás não tem destino, ou então instalou-se plantas de GNL.

Essa é a situação; o gás é uma matéria-prima limpa, ou quase limpa, de excelente qualidade para o meio ambiental, e para muita indústria ele tem características próprias. E temos, na nossa projeção aqui no Brasil, que o gás terá uma participação crescente na matriz energética.

Quanto a gasodutos, em função exatamente desse crescimento do mercado brasileiro de gás, pela nossa produção própria, pela importação da Bolívia, nós estamos ampliando o mercado consumidor, e o mercado consumidor demanda dutos. Nós temos hoje uma rede de dutos no Nordeste e outra no Sul, temos planos de fazer a conexão das duas, e isso aí está dentro de um esquema maior de desenvolvimento da indústria de gás no Brasil e da sua utilização, assim como pesquisas de jazidas de gás; e existem potencialidades no Brasil razoáveis. O Brasil é um país, hoje, essencialmente produtor de líquidos, o gás é um volume pequeno, mas isso em virtude também da falta do mercado e da falta dos meios para colocar o gás à disposição do consumidor.

A constituição de uma rede Sul-Americana de dutos interconectando fontes diferentes de produção, incluindo a Venezuela, é uma alternativa muito interessante, porque você passa a não ser dependente mais de uma fonte só; poderia, eventualmente, incluir até o Peru como futuro fornecedor.

Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2006 13 de novembro de 2006

Mas, ao mesmo tempo, não é um assunto para se resolver a curto prazo. Eu acho que são avaliações, tem receitas, tem vários problemas a serem superados aí, ambientais, de risco político. Então, não é uma questão que é simples. Então, é provável que essa avaliação, esses estudos vão demandar ainda algum tempo para chegar a um finalmente.

Participante:

Eu tenho duas perguntas. A primeira é quanto à antecipação dos títulos que a companhia comprou. A segunda é quanto à refinaria Pasadena. Quais são os planos da Petrobras, o que ela refina hoje, que tipo de óleo pretende refinar no futuro, capacidade e volume de investimentos que a Petrobras pretende determinar para essa refinaria?

Almir Guilherme Barbassa:

OK. Quanto à questão da recompra de títulos, a maior parte desses títulos que nós recomparamos são títulos colocados no mercado em 2001, 2002, 2003, quando o cupom que a empresa pagava era muito maior do que pagamos hoje, estava na faixa de 9%. Hoje, estamos pagando em torno de 6%. Então, retirar títulos do mercado de alto cupom e colocar aquilo que hoje é representativo da Companhia, é uma política financeira recomendável. Além disso, uma boa parte desses títulos recomprados tinha seguro de risco político, que hoje é desnecessário. Hoje, o investidor internacional vê o Brasil de uma maneira muito diferente do que via lá em 2001, 2002.

Então, nós queremos mostrar a face atual da empresa para o mercado financeiro, quanto é que nós pagamos, de fato, e retirar aqueles papéis que estavam pagando cupons mais elevados. Essa foi a estratégia de gestão desse passivo financeiro.

A segunda pergunta, Pasadena: a refinaria lá do Texas, o nosso objetivo é fazer uma adaptação nela para que ela tenha condições de processar óleo brasileiro. E aí, com esse investimento, está em linha com a busca de outras refinarias também com esse mesmo intuito. O objetivo é capturar aqueles US\$ 10,8 em diferença entre o preço que o E&P vende o petróleo e o preço de Brent internacional. Se a refinaria é adaptada adequadamente, ela pega o óleo brasileiro e produz os mesmos derivados; e produz, a refinaria de Pasadena como está hoje, usando o óleo Brent. Então, esse é o nosso objetivo, capturar essa margem. E, com esse intuito, com essa estratégia, nós estamos buscando outras oportunidades no mercado internacional, para aumentar a nossa capacidade de refino.

O volume... É, hoje ela tem uma capacidade muito pequena de processar o nosso óleo. O nosso objetivo – hoje ela tem uma capacidade de processar 100 mil barris. Nós estamos estudando a possibilidade de elevar essa capacidade para 200 mil barris, e nesses 200 mil colocar a maior parcela de óleo brasileiro. Isso demora dois, três anos. Hoje, a demanda endereçada à indústria, que supre equipamentos e serviços, esses tipo de coisa, está muito aquecida, porque tem outros players no mercado que buscam esse mesmo objetivo.

Então, esse aquecimento pode até demandar um pouco mais de tempo, mas nós estamos trabalhando em certos aspectos do projeto para tê-lo acelerado, e colocar em produção o mais rapidamente possível.

APIMEC:

Caso haja alguma pergunta dos presentes, favor identificarem-se. Para os que nos acompanham pela teleconferência, favor digitar *1, caso queiram fazer alguma pergunta. E para os que nos acompanham pelo webcast, favor encaminhar perguntas pela própria plataforma. Esse é o aviso final. Nós temos mais alguma pergunta?

Teleconferência
Resultados do 3º Trimestre de 2006
13 de novembro de 2006

Então, vamos dar por encerrada a reunião de hoje, eu agradeço à Petrobras, eu agradeço ao Almir, ao Raul, ao Marcos, à Mariângela, e coloco a APIMEC à disposição da empresa sempre que necessitar se comunicar com os investidores e com os profissionais do mercado. Vou passar a palavra para o Almir para as suas despedidas.

Almir Guilherme Barbassa:

OK. Eu agradeço a participação de todos que estiveram aqui presentes, que estiveram via teleconferência e via webcast; acredito que a situação da empresa é bastante favorável neste momento. Muito obrigado, espero que no próximo trimestre continuemos assim ou até melhores. Bom dia a todos.