



## **Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012**

### **Operador:**

Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos à teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para a apresentação dos resultados do 4T11, apurados em conformidade com a Legislação Societária Brasileira.

Informamos que a transmissão é gravada e todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da Empresa. Em seguida, iniciaremos a sessão de perguntas e respostas, quando maiores instruções serão fornecidas. Caso alguém necessite de alguma assistência durante a teleconferência, por favor, solicite a ajuda de um operador, digitando \*0.

Estão presentes hoje conosco o Sr. Almir Guilherme Barbassa, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Petrobras e demais executivos da Companhia.

Antes de darmos início, o Sr. Lucas Melo, Gerente de Relações com Investidores da Petrobras, tem algum comentários. Por favor, Sr. Lucas.

### **Lucas Melo:**

Bom dia a todos. Vamos dar início a mais uma teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para apresentação dos resultados do 4T11 e do exercício de 2011. A teleconferência de hoje é transmitida ao vivo pela Internet, pelo nosso site [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri), e também pode ser acompanhada via teleconferência, pelo número (55 11) 3127-4971, código Petrobras'.

Antes de prosseguir, quero esclarecer que esta reunião está sendo gravada e solicito especial atenção ao slide número dois, que contém um aviso aos acionistas e investidores. As palavras “acredita”, “espera” e similares, relativas às projeções e metas, constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras.

Passo agora a palavra ao nosso Diretor Almir Barbassa, que apresentará os destaques operacionais e financeiros da Petrobras e principais eventos ocorridos durante o trimestre. Posteriormente, responderemos as questões que eventualmente sejam formuladas. Por favor, Diretor.

### **Almir Guilherme Barbassa:**

Bom dia a todos. Obrigado por estarem conosco em mais uma análise e divulgação do resultado do trimestre e do ano de 2011, o 4T.

Passemos ao próximo slide. Em 2011, a Companhia continuou com o ritmo que tem se mostrado nos últimos anos, com crescimento de sua reserva, mantendo um período elevado de razão reserva/produção, próximo a 19, 20 anos, com acréscimo de reserva em relação ao produzido neste ano de 148%.



## **Teleconferência**

### **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011**

### **14 de fevereiro de 2012**

A produção também continua se elevando, particularmente a produção de gás nacional, que cresceu 18%. Nós veremos mais detalhes ao longo da apresentação. E aqui nós temos uma grande contribuição já presente no pré-sal. No pré-sal, só a Bacia de Santos contribuiu com 133.000 barris em dezembro, mas no total do pré-sal, incluindo Campos, nós chegamos a mais de 200.000 barris por dia, e essa é uma alavanca que deverá impulsionar nos próximos anos ainda mais a produção da Companhia.

O mercado interno, por seu lado, tem se mantido crescente, e nós temos vendido cada vez mais neste mercado, que apresenta taxas de crescimento superiores ao PIB. Neste ano, chegamos a 9% de taxa de vendas total, com destaque para gasolina, que nós veremos mais à frente, que chegou a 24%.

O investimento se mantém nos patamares atingidos nos últimos anos, mantendo desta forma o crescimento da Companhia.

Próximo. Em termos de reserva, nós podemos ver que, claramente, a Petrobras é uma empresa com grandes reservas em águas profundas e ultraprofundas, e essencialmente brasileira, onde nós temos 96% da nossa reserva, com índice de crescimento apresentado como positivo, crescente nos últimos 20 anos. Isso é realmente um fator importante para a Empresa, que tem um potencial ainda de crescimento maior, à medida que mais plataformas fiquem prontas, e agora nós temos um conjunto maior de sondas disponíveis, o que também veremos nos próximos slides.

Próximo, por favor. A atividade exploratória continua mostrando índices de sucesso bastante acima de média internacional. No ano de 2011, atingimos 59%, com várias descobertas, tanto no pré-sal quanto no pós-sal, e com um custo de descoberta bastante atrativo, abaixo de US\$2 o barril; até no caso de 2011, US\$1,56 o barril, e a média esperada e projetada para 2012, na faixa de US\$2.

Nós estamos aumentando o nosso investimento exploratório, elevando o número de poços a serem perfurados no *offshore* brasileiro, de 47 em 2011 para 66. Isso é um pouco o reflexo da maior disponibilidade de sondas com que nós contamos hoje.

Próximo, por favor. Em nível de produção, nós tivemos um crescimento no último trimestre, e esse crescimento se deu, entre outras coisas, pela entrada em produção de novos poços, mas também pela redução do volume perdido com paradas, que caiu para 24.000 barris por dia, quando no 3T ele chegou a 79.000. As paradas acabaram reduzindo o nível de produção do ano em cerca de 33.000 barris por dia, as paradas não-programadas, enquanto a média das paradas reduziu em 67.000.

Com o melhor agendamento e a melhor programação, em linha com os órgãos reguladores, nós esperamos ter um comportamento dessas paradas em 2012 mais controlado.

E também, a produção do último trimestre foi em parte prejudicada porque nós tínhamos uma previsão de entrada de 16 poços novos em produção, e apenas nove entraram. Isso foi ruim para o 3T, mas deve ser um reforço o 1T12. Nós veremos isso assim que saírem os números de produção para janeiro e fevereiro deste ano.



## **Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012**

Próximo, por favor. A produção de 2012 deve crescer, e vai crescer, com base, principalmente nesses contribuintes: P-57, piloto de Lula, P-56, FPSO Cidade de Anchieta e Cidade de Itajaí, que deverão contribuir sobre a produção média que elas apresentaram em 2011 com mais de 200.000 barris por dia. Além disso, nós temos poços que serão conectados com descobertas do projeto Varredura, que deverão contribuir também com mais de 30.000 barris por dia. Esses são os principais fatores que deverão acrescentar produção no ano de 2012.

Próximo, por favor. O pré-sal, como eu já disse, tem sido a grande alavanca de crescimento da nossa produção, e será cada vez mais. O piloto de Lula já produz 65.000 barris por dia, já o declaramos comercialidade no campo de Sapinhoá, e deverá chegar a primeira plataforma para o campo, a FPSO piloto, no final deste ano.

Então, é mais uma contribuição que virá do pré-sal da Bacia de Santos, e teremos TLDs, teremos um número maior de poços a serem perfurados, esperamos o dobro do número de sondas dedicadas a essa área durante 2012; hoje, nós contamos com dez, marcadas no slide, e ao final deste ano esperamos estar operando com 12 lá.

Outro fator muito importante, nós já concluímos o segundo poço em Franco. Nós programamos o TLD para Franco ao final deste ano, começar no final de 2012, e já contratamos quatro navios para serem convertidos em FPSO para produzir da cessão onerosa. Então, é a cessão onerosa também se tornando uma realidade mais próxima.

Próximo. O pré-sal da Bacia de Campos contribuiu em dezembro do ano passado com 81.000 barris por dia; que com mais 133.000 de Santos perfazem 214.000 barris por dia já vindo do pré-sal descoberto em 2007. Temos uma programação para fazer perfurações exploratórias e mais poços produtores do projeto varredura, que deverá contribuir adicionalmente para a produção.

Próximo, por favor. Como eu já falei, o número de sondas é crescente. Contamos hoje com 19 e devemos receber, ao longo de 2012, mais 15 sondas. Isso irá perfazer 34 sondas, que é uma quantidade bastante boa para atender a demanda em águas profundas e ultraprofundas, e acabamos de anunciar a contratação de mais 26 sondas, também para águas profundas, até 3.000 metros de profundidade, para serem entregues a partir de 2015. Portanto, esse, que é um equipamento, um recurso crítico, passa a ter a sua condição muito bem equacionada. Nós esperamos que com isso possamos entregar as metas com mais tranquilidade.

Próximo. Aqui, uma comparação muito interessante; de como tem evoluído, absoluta e relativamente, custos, lucro, impostos e outros elementos que compõem o custo da produção no Brasil.

Nós tivemos nos últimos três anos um crescimento em Reais do custo de extração, que é uma parcela importante, mas quando olhamos a relatividade desse custo com o preço do petróleo, há um decréscimo dele, de 17% para 13% do preço do barril vendido, e isso com a maior contribuição para lucro da Companhia que se eleva de 25% para 33%.



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

Próximo, por favor. O nosso preço de venda do produto brasileiro continua seguindo a sua defasagem em função do mercado, entre US\$6 e US\$10 por barril, e quando comparamos o preço de venda dos derivados no Brasil com o internacional, nós temos ali uma fase que estamos vivendo, onde o preço brasileiro é um pouco menor que o internacional, que teve um aumento, particularmente no 4T, em virtude de custos cambiais, que elevaram em Reais o custo do produto importado.

Próximo. No mercado interno, quando olhamos produção e vendas, nota-se aqui um grande esforço no aumento da produção, já que não há novas refinarias, apenas melhorias das que existem, e procurando produzir com esse equipamento existente os derivados mais demandados, como diesel e gasolina. Isso tem se mostrado crescente nos últimos anos, mas as vendas estão crescendo mais rapidamente, com um crescimento de 9% em relação ao último ano, com essa parte adicional em parte satisfeita pela importação, que, particularmente no último trimestre, teve um efeito câmbio mais negativo em termos de custo.

Em 2012, nós devemos continuar, na área de refino, inaugurando novas unidades voltadas para a qualidade e complexidade das nossas refinarias, possibilitando inclusive uma crescente utilização do petróleo doméstico no processamento local.

Em 2011, fizemos crescer em 50.000 barris por dia essa composição em favor do petróleo produzido no Brasil. Esse é um item que agrega valor à produção da Petrobras.

E a RNEST deve ter seu primeiro trem em produção no ano que vem, e depois o segundo, em 2014, assim como o Comperj, que vai adicionar capacidade de refino à Companhia.

Próximo. Em gás e energia, nós podemos ver uma manutenção do volume, olhando do lado da demanda. O *mix* que mudou, mudou em favor do não termelétrico e do consumo interno da Companhia. O *mix* também do lado da oferta foi alterado, e alterado em favor da maior produção nacional. O volume total se manteve estável.

E pode ser visto que, na oferta, houve uma redução do uso do gás importado, gás liquefeito, que é o de custo mais elevado para a Companhia, de forma que isso também foi favorável aos resultados da Empresa.

E para o ano que vem, continuamos com o investimento, e agora de maneira mais diversificada, em geração de energia, fertilizantes, outra unidade de regaseificação, GNL, e também aumentando a nossa capacidade de processar o gás produzido para retirar as extrações mais pesadas dele.

Próximo. Entramos aí no lucro operacional do ano de 2011, comparado com 2010. Tivemos um aumento na receita de vendas vinda do maior volume vendido, e também de maiores preços praticados nessa venda. Entretanto, o custo do produto vendido absorveu a maior parte dessa receita de vendas, porque vendemos mais, porque o custo de importação foi o maior do ano; e por ser maior o preço do petróleo internacional, pagamos mais participação especial.





## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

Tivemos também, é decorrente, uma despesa de vendas maior em gerais e administrativas, fruto também da negociação sindical que nós temos, salarial. Tivemos algumas despesas adicionais decorrentes da operação, que também reduziram o resultado operacional em R\$765 milhões.

O próximo compara o lucro líquido. O lucro líquido ano a ano, basicamente, além do lucro operacional, que traz uma redução, se reduz ao fator resultado financeiro. O resultado financeiro, em virtude de termos o Real desvalorizado no período, contra uma valorização havida em 2010, nós tivemos aqui uma perda derivada do resultado financeiro, uma parte dela recuperada no lucro atribuído ao controlador, mas basicamente a diferença ano a ano está nesse fator.

Próximo. Vamos dar uma olhada em um aspecto de mais destaque do lucro operacional do 3T com o 4T. Esse teve uma variação significativa, e a explicação está que nós ganhamos por vender mais, e a um preço melhor, no 4T. Mas o custo foi muito afetado, particularmente pelo custo de importação, e pela participação especial. Esses dois elementos acabaram tendo um impacto muito grande no custo do produto vendido, reduzindo substancialmente o lucro operacional.

E tivemos também outras despesas, entre elas *impairment* e poços secos, que foram alocados ao 4T, e que de fato se referem ao ano. Tivemos também uma depreciação que era devida a outros períodos e foi colocada como custo nesse trimestre. Isso compõe as demais despesas e uma parte do CPV também. Com isso, tivemos uma redução de R\$12 bilhões para R\$7,7 bilhões no lucro operacional.

E essa queda se reflete no lucro líquido. No próximo slide, por favor, nós temos ali uma redução substancial vinda do lucro operacional, mas nesse 4T nós não tivemos o efeito do resultado financeiro que ocorreu lá no 3T, onde nós tivemos, no final do 3T, uma grande desvalorização do Real.

A partir de meados de setembro principalmente, o Real se desvalorizou mais de 18%, e isso refletiu na nossa dívida externa denominada em USD – toda dívida é denominada em USD – e trouxe para o resultado líquido uma queda significativa, que agora se recompõe em comparação com o resultado do 4T.

Participações de investimentos foram positivas. Nós tivemos aqui uma contribuição de impostos, e parte disso se refere ao ajustamento feito na Nigéria; não é de fato um efeito caixa, mas um reconhecimento de impostos, contra o reconhecimento, também, de uma receita feita de períodos anteriores, que agora vai se incorporando ao balanço da Companhia.

O lucro atribuído aos não controladores é a contrapartida do resultado financeiro que a eles cabe. Desta forma, trouxe o nosso lucro para o 4T para R\$5 bilhões.

Próximo. Esse resultado divergiu bastante do que era esperado. Então, em uma tentativa apenas de buscar algumas razões que podem ter levado a essa formação de expectativa diferente do real, nós fazemos aqui nesse slide algumas considerações; alguns itens que, a nosso ver, podem ter causado essa variação.



## **Teleconferência**

### **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011**

### **14 de fevereiro de 2012**

O primeiro deles é o efeito da depreciação cambial média sobre os custos. O que é isso? Enquanto o resultado financeiro, que é a variação cambial sobre a dívida, impactou principalmente o 3T, que é uma variável de estoque, a variável de fluxo, que é o operacional aqui, trabalha com o câmbio médio. O câmbio médio do 3T foi baixo, porque a variação só se deu nos últimos 15 dias, enquanto o 4T continuou o trimestre inteiro com o Real mais desvalorizado, de forma que, enquanto o câmbio de final de período variou próximo de 1%, o câmbio médio de um trimestre para o outro variou mais de 10%, e isso impacta diretamente os custos da Companhia, tanto os custos de importação, quanto os custos de operação mesmo, que são denominados em USD, são pagos em USD, e isso é cerca de 60% do custo da Companhia hoje, na área de E&P, pelo menos.

De forma que, na nossa melhor estimativa, ali pode ter uns R\$2,6 bilhões de lucro operacional, de causa de divergência entre a expectativa e o lucro gerado, assim como no EBITDA.

A participação nos importados nas vendas, que cresceu de 28% para 32%, também, já que os importados têm custo maior, nós estimamos ali em mais de R\$1 bilhão a causa que pode ter levado a uma expectativa divergente daquela do Real.

A formação de estoque no exterior é outro elemento que nem sempre é fácil de ser visto, mas é fácil de ser visualizado. O que acontece? Nós temos duas estatísticas de fato para esse número. Uma estatística é a que é registrada no Brasil; saiu da fronteira brasileira, é uma exportação. E esse é o número divulgado normalmente, em ANP e outros órgãos, que divulgam esse número.

Para a Companhia, a Companhia, quando consolida suas operações está tomando uma área maior que a do Brasil. Então, quando o produto sai do Brasil, mas vai para uma subsidiária, ele continua nosso. Ou ele sai do Brasil, mas ainda não foi entregue ao destinatário final, e a venda é feita CIF, esse é um produto que continua nosso, também.

Então, ali nós estimamos que pode ter havido um erro de mais de R\$700 milhões por considerar o vendido, e impactando nossas receitas de vendas, lucro operacional, EBITDA e até o lucro líquido; toda essa cadeia afetada por esse elemento.

O outro é a desconsolidação de controle em conjunto. Essa é uma norma do CPC 19, que, a partir de dezembro, nós passamos a ter outra forma de mostrar o resultado. Tudo que é controle conjunto, agora será incorporado ao nosso resultado por equivalência patrimonial, e não mais adicionando o resultado dessas empresas à nossa venda, ao nosso lucro operacional e assim por diante.

Não afeta o lucro líquido, mas afeta as parcelas anteriores. Também um fator importante, o EBITDA, por exemplo, pode estar sendo afetado com mais de R\$1 bilhão por essa mudança de leitura dos balanços de nossas subsidiárias controladas em conjunto.

Outro elemento que acontece no 4T, e que muitas vezes não pertence todo a ele, é o reconhecimento de poços secos. O poço seco não é uma conclusão óbvia tirada ao final da perfuração. Às vezes pode ser, mas às vezes requer estudos mais aprofundados, e isso leva algum tempo.



## **Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012**

Normalmente, no final do ano faz-se um balanço geral, e aqui nós também temos cerca de R\$700 milhões, que foram levados a resultado e que acreditamos que poderiam caber a outro período, ou um extra; no mínimo é um valor a maior do que a média que vinha sendo apresentada, o que pode levar também a um engano.

Perda na recuperação de ativos, *impairment*, tivemos também de cerca de R\$700 milhões, decorrente de fluxo de caixa futuro, e particularmente em E&P, nós tivemos um efeito de uma redução no nosso preço esperado para o futuro, que caiu, a partir de 2016, de US\$80 para US\$75, e isso acaba atingindo certos campos marginais. E nós tivemos também no Abast algumas baixas dessa natureza.

Aí vem a depreciação extemporânea. Isso também é algo semelhante ao levantamento que é feito no final do ano para ver se tem algum ativo que já esteja operacional e que, por acaso, por falha de processo, não tenha sido incorporado. E aí nós incorporamos como ativo e passamos a depreciá-lo, iniciando no momento da operação a depreciação. E aí nós temos alocado ao 4T mais um fator que a ele não se refere.

Desta forma, apenas gostaria de ressaltar que é uma tentativa de trazer alguns pontos à consideração dos acionistas e analistas da possível explicação, ou busca de razões para haver a divergência entre o projetado e o demonstrado.

Próximo, por favor. Olhando para a exploração e produção, na comparação do 3T com o 4T, também tivemos para o E&P um aumento de preço, e isso aumentou a receita. Tivemos também um aumento de produção no 4T, mostrado lá atrás, e isso refletiu sobre o resultado dos volumes vendidos.

Mas o custo cresceu particularmente por participação especial, e por campos que estão entrando em faixas de participações especiais maiores, e com isso elevando o custo da produção. As despesas operacionais, temos aí ajustes salariais, e temos também poços secos e depreciação, já comentados.

Próximo. No abastecimento, nós tivemos um agravamento da perda com relação ao 3T, de R\$4 bilhões para R\$6 bilhões, embora o Abast apresentado aqui um efeito preço positivo. Nós tivemos um aumento da gasolina e do diesel em novembro, e também uma correção pelo efeito câmbio sobre o preço doméstico, e isso acaba dando uma receita adicional. Entretanto, o volume de vendas não foi aparentemente tão grande quanto o mostrado, porque tem um volume de exportações em andamento, e aqui é feita essa correção.

O efeito custo médio do CPV apresenta um custo maior, particularmente da importação, e um custo maior vindo da compra de produtos do E&P mesmo. O E&P sofrendo lá com maior custo de participação especial e outros fatores, e ele vindo na forma de custo para o Abast. O efeito volume foi positivo, e as despesas operacionais apresentaram um pequeno crescimento.

Próximo. Para 2012 a nossa previsão é de um investimento de R\$87,5 bilhões, sendo 48%, mais do que os 47% realizados no E&P em 2011, destinados para o E&P também. O Abast também cresce 1%, de



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

37% realizados em 2008 para 38%, mas com a dominância do E&P. Os outros mantêm a proporção em torno de 5% em cada segmento.

Próximo. Em termos de endividamento, a Empresa se mantém com muita liquidez, com o final de 2011 em R\$52 bilhões, e além desses R\$52 bilhões, acabamos de fazer uma captação de US\$7 bilhões, o que eleva ainda mais a disponibilidade da Companhia, dando a tranquilidade da continuidade do trabalho e dos investimentos em busca do crescimento projetado.

Nós tivemos uma elevação nos últimos dois trimestres, particularmente, da alavancagem, e em boa parte foi responsável por esse crescimento a desvalorização do Real, e isso, todos sabemos que é uma variável que vai e volta. Portanto, na essência, a Empresa continua com um espaço bastante grande para fazer o crescimento projetado.

Com isso, eu termino a apresentação, e nos colocamos à disposição caso tenham perguntas. Muito obrigado.

### **Paula Kovarsky, Itaú BBA:**

Bom dia a todos. Queria começar com duas perguntas. A primeira delas, confesso que ainda não consegui entender como nós reconciliamos o aumento de custo de importação nesse trimestre comparado ao trimestre anterior, dado que os volumes importados na comparação trimestre contra trimestre são muito parecidos. Se vocês pudessem nos ajudar a quebrar isso, ou a entender melhor como se compõe esse aumento de custo de importação, seria ótimo.

A segunda pergunta, com relação à depreciação, vocês mencionaram que em parte esse aumento de depreciação também na comparação trimestral se deve a coisas referentes ao trimestre anterior, e na realidade eu queria entender quão recorrente é esse aumento, porque esses são ativos que passam a ser ativos operacionais e passam a incorrer em depreciação. Só para entendermos um pouco melhor que nível de depreciação seria o indicado para tratarmos como recorrente.

E na medida em que a Empresa passa a reportar em IFRS, você passa a ter aumento relevante de capitalização de juros durante a construção. Como é a expectativa de vocês, como isso deve afetar a linha de amortização e depreciação olhando para frente? Também tentando entender como devemos tratar depreciação daqui para frente.

### **Almir Guilherme Barbassa:**

A depreciação retroativa tem uma parte, e não sei se o Alves poderá me ajudar com isso, para dar números mais precisos, mas aquela parte que cabe trimestre será recorrente, naturalmente. Mas a parte que se acumulou e foi atualizada no trimestre, não.

Alves, você teria uma informação mais precisa?





## Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012

**Alves:**

A parte que é não recorrente, R\$670 milhões, conforme nós divulgamos no RMF. Isso não é recorrente, é relativo a períodos anteriores.

**Almir Guilherme Barbassa:**

Você não tem a parcela correspondente ao 4T, não dos R\$670 milhões, mas que corresponde a novas...

**Alves:**

A diferença, R\$5,9 bilhões menos esse valor; então é R\$5 bilhões, é o G&A do trimestre.

**Almir Guilherme Barbassa:**

É o que vinha já para o trimestre. Então, a diferença entre 3T e 4T desses R\$5 bilhões, deduzidos R\$670 milhões, é o recorrente.

**Alves:**

E só lembrando que para o próximo período, nós não podemos agora estimar, mas teremos uma nova relação produção/reserva, dada a reavaliação das reservas, como é feito todo ano, e não temos esses números no momento, mas é possível que nós tenhamos alterações na taxa de depleção para o período seguinte.

Fica difícil hoje estimar quanto vai ser a depreciação do próximo trimestre, mas utilizando os números desse 4T, seria o valor em torno de R\$5,8 bilhões, menos o efeito de R\$700 milhões que o Diretor comentou, que é de períodos anteriores.

**Paula Kovarsky:**

OK. E com relação aos custos de importação?

**Petrobras:**

Bom dia, Paula. Para ter uma percepção, eu acho que essa sua ideia de que realmente tivemos uma importação a menor no 4T decorre da folha oito do RMF. Lembrando que aqui na folha oito do RMF, vou pegar como exemplo a importação de derivados, aparece que no 3T foi 499.000 barris/dia, baixando para o 4T em 394.000 barris/dia. Ocorre que aqui, na verdade, considera as importações, inclusive as importações em andamento.



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

No 3T, na verdade, nós não levamos a custo toda essa importação, nós tivemos uma formação de estoque de derivados importados, que quando chegou no 4T, além de nós utilizarmos essa importação que fizemos aqui, ainda tivemos baixa de estoque dessa importação.

Então, na verdade, o consumo de produtos importados no 4T foi bem superior ao consumo de produtos importados no 3T. Aqui nós estamos vendo -21, mas na realidade, o que foi a custo foi mais de 54. Então, realmente, tivemos um volume consumido de produtos importados no 4T bem maior do que no 3T, que fica coerente com o gasto que nós tivemos com produtos importados.

**Paula Kovarsky:**

OK. Obrigada. E se eu puder fazer uma última pergunta, com relação à participação especial, ao aumento de participação especial, vocês poderiam talvez também dividir conosco qual é a expectativa de vocês de quão recorrente é que de fato esses campos que acabaram pagando participação especial mais alta no 4T continuem pagando participação especial ao longo do ano de 2012 e para frente?

**Petrobras:**

O que aconteceu no 4T em relação ao 3T é que a maior parte do crescimento veio dos campos de Marlim, Marlim Sul e Jubarte, que são campos de produção muito elevada; inclusive, no 4T Jubarte passou da faixa 35% para a faixa de 40%.

Esse foi o efeito que no nosso global deu 3% de elevação na alíquota efetiva de participação especial, e a ideia é que não é um efeito que deva desaparecer no futuro, principalmente porque os nossos campos que estão entrando em produção são campos de produção bastante elevada.

Então, antecipar como será o comportamento disso no próximo ano é difícil, porque depende do *mix* de produção de cada trimestre, se são campos que produzem mais ou campos que produzem menos que estão dando uma contribuição para o crescimento da produção. Mas não é de se esperar que esse aumento gradativo da alíquota efetiva da participação especial não ocorra no futuro.

**Paula Kovarsky:**

OK. Muito obrigada.

**Luiz Otávio, Ágora Corretora:**

Bom dia. Duas perguntas. Primeiro, se vocês já tem a meta de produção para 2012; e segundo, o cenário que estamos vendo para 2012 é bem similar ao que vocês mostraram explicando o resultado mais fraco do 4T. Seria de aumento dos preços internacionais, aumento das importações, acho que até em janeiro o consumo de gasolina foi recorde no Brasil, então você terá aumento de importações e também aumento de participação governamental em função do preço elevado do petróleo no mercado internacional.



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

Então, como vocês estão vendo o cenário de lucro operacional para 2012? Você tem esses ambientes negativos, e a produção crescendo um pouco mais forte só mais talvez no meio para o fim do ano. Como vocês estão vendo isso vis-à-vis a necessidade de aumento de CAPEX, pelo menos na expectativa de os investimentos subindo de cerca de R\$70 bilhões para perto de R\$90 bilhões. Existe alguma preocupação na Empresa com relação a aumento da alavancagem mais forte em função desse cenário?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Essa é a realidade com que nós trabalhamos dada a nossa política de preço, de ajustar no médio e longo prazo ao mercado internacional. Mas olhando para as nossas necessidades de caixa, para a nossa liquidez e para a expectativa de geração própria de caixa, não inspira cuidados. O que nós estamos projetando é perfeitamente realizável, com os parâmetros e padrões que estamos trabalhando hoje.

E nós devemos continuar. A política de preço é uma política que estabiliza fluxo de caixa; ela tem momentos que realiza menos, como agora, mas teve momentos em que realizou bem mais também. E mesmo com as quedas, como foi no final de 2008, em que caiu o preço para abaixo de US\$40 o barril internacional, nós continuamos gerando o caixa que a Companhia precisava para implementar o seu fluxo.

Tanto é que, para efeito de fluxo de caixa da Companhia, na sua projeção ela trabalha com preço bastante mais conservadores do que o objeto de mercado. Não dá para nós fazermos essa comparação exata do que é que estamos projetando com os resultados alcançados no trimestre, de forma que não demos uma ameaça no andamento do projeto da Companhia, fruto da política de preço.

**Luiz Otávio:**

OK. Com relação à meta de produção de 2012, vocês já têm uma expectativa? Vocês devem divulgar alguma meta formal?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Vamos divulgar, mas não agora.

**Luiz Otávio:**

OK. Obrigado.

**Caio Carvalhal, JPMorgan:**

Bom dia. Eu queria me aprofundar um pouco na questão que a Paula colocou, do Abast. Dois pontos que eu queria entender aqui: primeiro, dado que só veremos nova capacidade de refino entrando em 2013, e que espera que, salvo algum problema econômico maior, o consumo de derivados no Brasil continue



## Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012

aumentando, nós podemos entender que essa performance fraca do *downstream* deve continuar ao longo dos períodos?

Para tentar entender um pouco, dado que os números de volume nós não conseguimos reconciliar contabilmente por conta dessas variações de formação de estoque, transações em andamento, tem como vocês compartilharem conosco do custo total de produto vendido, dos R\$4,6 bilhões, e naquela variação em relação à expectativa de mercado de R\$1,1 bilhão, o quanto disso mais ou menos, quantos por cento seriam diesel e quantos seriam gasolina? Essa é uma pergunta, para podermos tentar estimar um pouco como será a performance da unidade de Abast nos próximos trimestres.

E a minha segunda pergunta, também ligada a isso, se poderíamos ter um pouco mais de cor a respeito do timing de entrada de produção do primeiro trem da RNEST em 2013, e se efetivamente podemos considerá-lo com 70% de yield em diesel. Essas são as perguntas.

**Almir Guilherme Barbassa:**

Marçal, você poderia dar informações sobre a RNEST, por favor, já que quanto à outra informação nós não divulgamos essa abertura?

**André Marçal:**

Bom dia. Em relação à data, é aquela data que já foi apresentada um pouco antes pelo Diretor, na apresentação. A nossa expectativa é de ter o primeiro trem em meados de 2013.

Em relação ao percentual de diesel, eu vou até ratificar para você, realmente, o percentual de diesel da produção da RNEST é bastante alto, mais de 70%. Eu verifico e lhe dou a resposta na sequência.

**Caio Carvalhal:**

OK, perfeito. Na mesma linha, se você puder falar um pouco em relação ao Comperj, também podemos esperar para meados de 2014?

**André Marçal:**

Correto. As datas mais atuais que temos, tanto em relação à RNEST, quanto em relação ao Comperj, e no caso da RNEST nós colocamos os dois trens e no caso do Comperj o primeiro trem de refino, são os que foram divulgados agora aqui na apresentação.

**Caio Carvalhal:**

OK, perfeito.





## Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012

**Auro Rosenbaum, Bradesco:**

Bom dia a todos. Eu gostaria de iniciar com a pergunta sobre produção do slide sete. O que vemos aqui, excluindo as entradas novas de Anchieta e Itajaí, são os médios de P-57, P-56 e Lula. Então, quando falamos de 56, o Marlim, 57, o Jubarte, eles já cruzaram o ano com uma produção mais alta. Eu queria saber se vocês podem abrir essas produções, como entramos no ano.

E concluindo essa pergunta, é certo acreditar que a produção em 2012 deva ser parecida com a produção em 2011? Ou seja, é uma produção que vai escorregando até o último trimestre, quando, de fato, começamos os *ramp-ups* mais fortes, tanto de Cidade Anchieta, Cidade Itajaí, e eventualmente, eu já estaria esperando um piloto de Guará e também um módulo 3 de Roncador. Eles foram excluídos?

**André Marçal:**

Vamos lá. Em relação a como nós viramos o ano nesses grandes sistemas. Acho que o grande destaque é na P-56, que contribuiu com 17.000 barris na média do ano em 2011. Ela já estava produzindo 70.000 em dezembro e a expectativa é que ela possa contribuir com 105.000 na média deste ano. Esse é o grande destaque.

A P-57 também, ela estava produzindo 127.000 em dezembro, e a ideia é que ela possa adicionar, mais ou menos em relação ao que ela produzia em 2011, 70.000 barris por dia. Em Lula nós temos um poço ainda entrando nesse 1S, deve atingir próximo da sua capacidade nominal de processamento.

Em relação ao que iremos ver ao longo do ano de 2012, muito embora nós estejamos trabalhando na meta a ser divulgada oportunamente, nós estamos vendo um crescimento constante ao longo do ano na produção. Então, não esperamos, a menos de questões extemporâneas, como aconteceu no ano passado, que tenhamos buracos em algum trimestre na produção.

**Auro Rosenbaum:**

Perfeito. Mas só seguindo um declínio natural, será que podemos usar uma taxa de cerca de uns 10%?

**André Marçal:**

Nós não temos nenhum motivo para acreditar que o declínio de potencial em 2012 estará fora da faixa que sempre divulgamos, de 7% a 10%. Em 2011 esse resultado foi muito positivo, ficando próximo dos 7%.

**Auro Rosenbaum:**

OK. Perfeito. Mudando um pouco de assunto, voltando um pouco à questão de depreciação, tirando esse extraordinário que entrou agora, eu queria saber sobre dois pontos de depreciação, se é que vocês têm uma resposta mais pronta. Hoje, a Companhia tem acho que cerca de US\$100 bilhões em *assets under*



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

*construction*. Nós podemos ter algum *guidance* de quando isso vai entrando? Eu imagino que vai gerar esse efeito desses saltos de depreciação de novo.

E ainda em depreciação, nós observamos, especialmente nos últimos três anos, e acho que vale até para os dez últimos, variações comuns de 10% a 20% de trimestre para trimestre. O que de fato acaba causando essa oscilação?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Nós temos de fato um pouco mais de R\$150 bilhões de trabalhos, de projetos em andamento. No ano de 2011 cerca de R\$40 bilhões foram imobilizados, aumentando de maneira permanente o nosso nível de depreciação, que pode ser estimado em uma média de 5% ao ano, considerando que nós temos campos de produção e a maior parte desse investimento no desenvolvimento de campos, que acaba se depreciando ao longo da vida produtiva do campo.

Com isso, essa seria a nossa incorporação média por ano, já que estamos mantendo o nível de investimento. Poderíamos dizer que a melhor estimativa que temos para capitalização torna o imóvel depreciável, um ativo depreciável, é este item aí.

**Auro Rosenbaum:**

OK. Obrigado, senhores.

**Pedro Medeiros, Citigroup:**

Bom dia. Eu tenho duas perguntas, uma um pouco em linha com o que o Auro perguntou, no lado de produção, e outra no lado de resultados.

**Almir Guilherme Barbassa:**

Você poderia falar um pouco mais próximo do fone, porque está chagando um pouco baixo aqui, por favor?

**Pedro Medeiros:**

Perfeito. Eu tenho duas perguntas, uma referente à parte de produção e outra referente à parte de resultado. Do lado de produção, eu queria saber se vocês podem precisar um pouco mais sobre quantos dos sete poços pendentes, que tinha expectativa para entrar no fim de 2011, já entraram em operação ao longo do mês de janeiro ou podem entrar ao longo do 1S?

E segundo, ao olhar a expectativa de produção para o piloto de Lula no ano de 2012, eu queria entender se vocês acham que pode ter algum *upside* adicional para essa estimativa, dada a entrada do sistema de



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

injeção alternada de água e gás em operação, agora no 1S? E se existe alguma nova meta para a P-55 e para a contribuição do projeto de Cascade no lado internacional. Isso seria o lado de produção.

**Almir Guilherme Barbassa:**

Quanto aos poços que não entraram em produção e eram previstos para 2011, quatro já entraram em produção, e todos entrarão em produção no decorrer desse 1S.

Quanto às expectativas de Lula e outras questões levantadas, eu passarei para o Giamattey, por favor.

**Petrobras:**

A expectativa em relação à injeção alternada no piloto de Lula é muito mais do ponto de vista de fornecer informações para uma visão de longo prazo e de planejamento, do que efetivamente *upside* de produção de óleo.

Até porque, lembrando, com o quarto poço do piloto, a produção já vai se aproximar da capacidade nominal da planta. Então, um resultado maravilhoso não daria mais do que 5.000 a 10.000 barris/dia, porque a planta não seria capaz de processar.

Em relação à P-55, não estamos contando com produção dessa plataforma em 2012, e ainda estamos vendo com o estaleiro qual é a melhor forma de minimizar um atraso eventual para entrada no 1S13.

**Pedro Medeiros:**

Para Cascade, vocês têm alguma estimativa?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Cascade é esperado para entrar em produção no 1T.

**Pedro Medeiros:**

Perfeito. E eu tenho uma pergunta no lado de gás e energia. Eu queria entender um pouco mais o que direcionou de fato a queda de resultado na comparação trimestre a trimestre, excluindo no trimestre passado a contribuição não-recorrente dos créditos fiscais. Quando observamos o resultado, vemos que a venda de energia aumentou, os custos de aquisições lastreados na variação do real então teoricamente caíram em Reais, e os preços de energia foram estáveis. Vocês podem precisar um pouco mais sobre o que contribuiu um pouco mais para a queda na contribuição desse resultado, e o que pode ser recorrente ou não-recorrente?



## Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012

### **Petrobras:**

Houve alguns fatores de sazonalidade normais entre o 3T e o 4T. Então, destacaremos aqui como principais fatores a sazonalidade da demanda industrial, então você tem uma queda normal do consumo da indústria de gás natural quando você chega ao 4T, e isso foi um fator importante; outro fator de sazonalidade foi o fim das exportações de energia, que agregam uma margem interessante ao nosso negócio, e isso também é normal, acontece todo ano.

Outro fator que também pressionou nossas margens em relação ao 3T contra o 4T foi uma necessidade maior de importação de GNL, principalmente para atendimento ao despacho termelétrico de algumas termelétricas no Nordeste; e o quarto fator, que acho que fecha esta análise, seria o aumento do TLD, que comprimiu também nossas margens na comparação com o 3T. Se formos observar, o TLD praticamente dobrou em relação ao 3T e isso pressiona nossas margens pelo lado da comercialização de energia.

Então, todos esses fatores somados, prejudicaram muito a parte, tanto do lucro operacional, e consequentemente a questão da redução do lucro líquido.

### **Pedro Medeiros:**

Perfeito. Obrigado.

### **Luiz Felipe Carvalho, BTG Pactual:**

Bom dia. Barbassa, eu tenho duas perguntas. A primeira é em relação ao *breakdown* de custos que vocês apresentam no ITR. Muito se falou em *government take* etc., mas o que vimos, o crescimento maior, saindo de alguma coisa como R\$5 bilhões para alguma coisa na casa de R\$23 bilhões no 4T foi a parte de serviços, frete e outros pontos que entram nesta linha. Eu queria que vocês dessem um detalhamento um pouco maior em cima dessa linha, se efetivamente teve alguma coisa não-recorrente que podemos jogar para frente.

A segunda pergunta é em relação ao custo médio. Na verdade, quando fazemos a conta para o refino, se efetivamente estivéssemos utilizando o *average cost*, que efetivamente entra na contabilidade, o impacto seria muito menor. Como é que podemos pensar para frente para tentar chegar a um resultado teoricamente mais próximo, vis-à-vis o que já foi abordado aqui, que não conseguimos capturar essa alocação de custo e receita de estoque desse estoque entrando?

### **Almir Guilherme Barbassa:**

A questão do custo, do *fee* de estoque, nós vimos o relatório de vocês e realmente tem números ali que não estão adequadamente alocados. Se você olhar o RMF, você verá que houve um crescimento bem identificado de custo desse produto do 3T para o 4T, mas no ITR nós estamos revendo a informação de onde saíram aqueles números, porque de fato não está consistente. Não tem lógica o custo dos serviços





## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

chegar a R\$22 bilhões, saindo de R\$4 bilhões no início do ano, enquanto cai significativamente o custo do *fee* de estoque, da média de 20 para 10 apresentados no 4T.

Aparentemente, o primeiro *insight* que temos olhando aqueles números é que houve a troca entre serviços e *fee* de estoque, mas estamos fazendo uma verificação melhor e vamos esclarecer essa questão do ITR assim que tivermos o número correto.

Mas olhando o RMF, na página 26 você vê que a importação de petróleo derivado e gás adicionou, em termos de custo, R\$3,081 bilhões, isso na comparação de trimestres.

Alves, você gostaria de acrescentar alguma coisa?

**Alves:**

É basicamente isso mesmo. Nós já estamos retificando a informação na CVM, essa nota explicativa, e repito: a informação adequada por natureza de gastos, principalmente importação e serviços, que foi onde houve a inversão, consta em bases trimestrais na página 26 e em bases anuais na página 27 do RMF.

**Luiz Felipe Carvalho:**

Obrigado. E em relação ao custo médio que efetivamente podemos utilizar, como é, o do refino?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Você poderia repetir a pergunta, por gentileza?

**Luiz Felipe Carvalho:**

Quando fazemos nossas projeções, acabamos utilizando o custo médio, o *average cost* que vocês usam na contabilidade, e na verdade, quando colocamos isso, o impacto no resultado de refino seria muito menor efetivamente do que foi. Eu queria entender um pouco melhor se tem alguma outra forma que vocês utilizam para tentarmos chegar a um resultado mais próximo do que efetivamente foi divulgado, vis-à-vis que já foi mencionado que não conseguimos capturar a variação do estoque em trânsito.

**Almir Guilherme Barbassa:**

O custo médio é o que usamos para fazer as apropriações. O custo médio do estoque formado no 3T é menor que o custo de aquisição havido no 4T. Inclusive, o preço em USD do barril caiu; o Brent teve uma redução. Mas quando você olha para o próprio preço em USD convertido ao câmbio médio do 4T, ele é maior que o que prevaleceu no 3T.

Então, eu não teria elementos para dizer exatamente o impacto, mas olhando apenas para esses números, você vê que, embora tenha caído o preço do petróleo, o câmbio médio fez com que, quando



## **Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012**

denominado em Reais, esse preço seja mais elevado, o que acaba agravando o custo do abastecimento, que aqui está apurado em Reais.

Marçal, você teria mais algum ponto?

**André Marçal:**

De repente, ajudando na percepção que vocês têm da formação do nosso CPV, uma coisa que talvez tenha passado, não sei se despercebida, mas é importante ressaltarmos aqui, se olharmos a apresentação, se pudermos voltar ao slide 12, podemos ver do 3T para o 4T, no preço do petróleo, que em USD tivemos uma queda do Brent, caiu de US\$113 para US\$109. Em compensação, o petróleo transferido do E&P para o Abast se manteve no mesmo patamar.

Então, além do efeito cambial que já foi citado pelo Diretor, que, na verdade, se formos colocar, por exemplo, o preço transferido do petróleo do E&P para o Abast em Reais, veremos que na verdade não ficou no mesmo patamar, subiu fortemente, no período tivemos valorização dos petróleos pesados em relação aos leves. Então, o spread que temos do petróleo que compramos do E&P em relação ao Brent diminuiu muito entre trimestres.

Esses dois fatores associados pesaram muito no CPV do Abast no período. No 4T, vemos que está bem mais pesado o CPV do Abast, principalmente por conta de preço.

Então, talvez, e eu não sei realmente como você precifica essa parte de petróleo do abastecimento, mas é extremamente relevante ficar atento que o petróleo que o abastecimento consome não está diretamente atrelado a Brent. Ele é um *mix* de petróleos leves e pesados, então vemos que nesse período tivemos uma valorização do petróleo nacional. Então, talvez tenha sido um ponto de divergência na previsão de vocês.

**Luiz Felipe Carvalho:**

OK. Ficou claro. Só um último *follow-up*, então, as duas perguntas ficaram claras: na página sete, vocês mencionam sobre Lula, que a projeção de vocês para 2012 é de 44.000 barris. Se não estou enganado, na verdade a previsão inicial era de que terminasse com três poços, é isso? E você está falando que com três poços teríamos 44.000 barris? É média?

**André Marçal:**

Na verdade, já está com três poços desde o final do ano passado, e a ideia é que um quarto poço entre ainda no 1S, elevando a produção total a bem próximo de sua capacidade nominal, que é de 100.000 barris por dia.



## Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012

**Luiz Felipe Carvalho:**

Mas no slide sete está 44.000. Isso que eu queria entender.

**André Marçal:**

44.000 é nossa expectativa de média anual, parcela Petrobras, da produção do FPSO Cidade de Angra, que é o piloto de Lula.

**Luiz Felipe Carvalho:**

Está claro. Obrigado.

**Vicente Falanga, Santander:**

Bom dia a todos. Obrigado pelo *call*. Em relação ao slide 20, em que vocês destacam os potenciais fatores de desvio em relação às expectativas do mercado, eu queria destrinchar melhor quatro pontos: primeiro, dado que já estamos na metade do 1T12, como está a participação de importados na venda nesse trimestre? Vocês conseguem antecipar se está mais próximo dos 32% ou mais próximo dos 28%? Esse é o primeiro ponto.

Segundo ponto: vocês conseguem antecipar de alguma forma como ficará a formação de estoque nesse 1T12?

Terceiro ponto: em relação à desconsolidação de controladas em conjunto, de R\$736 milhões, tem alguma parcela disso que é retroativa, ou podemos esperar que o resultado seja menor em torno disso mesmo, R\$730 milhões daqui para frente?

E por último, o quarto ponto, em relação a *impairment*, se vocês pretendem fazer *impairment* sempre no 4T do ano, ou se pretendem fazer mais vezes em outros trimestres do ano. Obrigado.

**André Marçal:**

Em relação ao estoque, o patamar que temos de estoque é próximo ao patamar de estoque que fechamos o ano de 2011, atualmente.

Em relação à importação em andamento, é ligeiramente superior. Já prevíamos uma demanda de derivados no ano de 2012 superior à demanda de derivados no ano de 2011, e ela vem realmente acontecendo. Mas números fechados, não temos aqui na mão. Em linha gerais, respondendo, temos realmente um consumo maior de derivados no início deste ano, mas já era previsto.



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

**Alves:**

Com relação à desconsolidação de entidades de controle conjunto, o valor de R\$736 milhões representa, na verdade, 12 meses, que fizemos essa desconsolidação no 4T. Para fins de projeções futuras, os trimestres divulgados no RMF já estão líquidos dessa desconsolidação, então os números de cada linha já estão apresentados, inclusive comparativamente, da forma como aparecerão daqui para frente. E lembrando sempre que o efeito no lucro líquido é nulo, esse efeito só se dá entre linhas.

Com relação ao *impairment*, não é que só fazemos anualmente. Nós podemos fazer essa avaliação a qualquer momento, desde que haja indício de perda em relação a determinado ativo. Comumente isso é feito ao final de cada ano, e nós não podemos estimar hoje se ao final do ano seguinte teremos novas perdas por desvalorização de ativos. Isso dependerá muito das condições do fluxo de caixa futuro relacionado a cada ativo, e isso pode mudar ao longo do tempo para melhor ou pior, não temos como antecipar agora.

**Vicente Falanga:**

OK. Só para ficar claro, R\$736 milhões de CPC são em relação a 12 meses e foram alocados no 4T. É isso?

**Alves:**

Em relação ao que vocês esperavam, sim.

**Vicente Falanga:**

OK. Obrigado.

**Lillyanna Yang, UBS:**

Por favor, eu queria mais detalhes sobre essas 26 sondas que vocês acabaram de contratar...

**Almir Guilherme Barbassa:**

Está chegando muito baixa a sua pergunta. Você poderia falar mais próximo, por gentileza?

**Lillyanna Yang:**

Claro. Relacionado às 26 sondas de perfuração que vocês contaram agora, da Sete Brasil e da Ocean-Rig, vocês podem por favor detalhar o que está levando de fato a uma queda nos preços oferecidos por eles, e aí à decisão de contratação? E quando vocês veem a entrega das primeiras sondas desse pacote de 26? E se puderem também dar o detalhe sobre como está o andamento das sete sondas que já foram contratadas no começo do ano passado, com o estaleiro Atlântico Sul. Obrigada.





## **Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012**

**Almir Guilherme Barbassa:**

A primeira parte da sua primeira pergunta, eu não peguei direito. Você poderia repetir, por gentileza?

**Lillyanna Yang:**

Os preços agora contratados por vocês nessas 26 sondas, em relação às 21 sondas no processo de fenda do ano passado, se mostraram mais ou menos 12% menores, as taxas diárias. É verdade isso? E a que se deve essa redução nos preços?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Essas sondas e o preço delas são resultantes de um esforço no Brasil, com participação do Governo em termos de financiamento, de fundos garantidores, de incentivos fiscais, tanto dados pela União quanto pelo Estado e municípios. Isso tudo está embutido, e o importante para a Petrobras é que ela paga o preço internacional por essas sondas.

Na hora da contratação, o que fazemos é comparar o preço oferecido com os parâmetros internacionais que nós temos aqui, e isso mostrou um alinhamento, de forma que nos levou a essa aquisição, essa contratação. Nós somos, de fato, os tomadores dos serviços dessas sondas.

Há lá os investidores, há os estaleiros que produzirão, e essa questão do desempenho, de como está, deve ser olhada com os fornecedores dos equipamentos, inclusive das sete contratadas. Nós não temos aqui esse elemento.

**Lillyanna Yang:**

OK. Em relação à segunda pergunta, o senhor poderia, Sr. Barbassa, dar uma ideia de quando serão entregues, quando chega o primeiro pacote dessas 26 sondas para a Petrobras? E nessa mesma linha, pode dar um pouco de cor sobre o contrato? Que cláusulas de proteção a Petrobras terá, que formas de acompanhamento e métricas vocês estão seguindo para ter certeza que essas contas não serão entregues com atraso? Ou qual é o incentivo que é dado para a Ocean-Rig e para a Sete Brasil entregarem isso no prazo contratado?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Isso são detalhes contratuais que usualmente colocamos, não só no caso das sondas, mas em todas as nossas encomendas. Se ela se afasta do prazo, há multas que incidem sobre o contratista. Eu acho que esse é um incentivo negativo para que eles trabalhem com os prazos.

E mais do que isso, acho que é importante o prazo dado para a entrega da primeira sonda. Ele é bastante extenso, de forma a permitir a entrega no prazo adequado, e, para isso, nós temos hoje um número de



## **Teleconferência** **Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011** **14 de fevereiro de 2012**

sondas já contratadas e outra quantidade substancial que entra em operação este ano, completando no final deste ano 34 dessas sondas para águas profundas e ultraprofundas, e isso nos dá o conforto de conduzir a operação da Empresa até que essa primeira sonda seja entregue.

E outro fator que é interessante, é atrativo para quem está investindo e construindo, é a escala. Ao contratarmos um grande número de sondas com o fornecedor, nós o estamos oferecendo a escala para investir no processo e reduzir seu custo; na média, o custo cai com o tempo, e com isso há o benefício também para o fornecedor do equipamento.

**Lillyanna Yang:**

OK. Obrigada.

**Pedro Medeiros, Citigroup:**

Eu só queria fazer um *follow-up*; na verdade, duas dúvidas rápidas. A primeira delas, sobre a despesa exploratória de baixa de poço seco no 4T. Vocês podem comentar alguma coisa, se o poço de Biguá, que acabou ocasionando uma descoberta, mas, por comentários da Galp, ele aparentemente possui um reservatório muito apertado, contribuiu para esse resultado negativo de baixa de poço seco no 4T?

E segundo, eu li alguma referência sobre a despesa de *impairment* ter sido originada por uma redução de expectativa de preço de longo prazo de petróleo no lado dos ativos de E&P. Vocês podem comentar um pouco sobre os dois pontos?

**Petrobras:**

Na verdade, a questão de alocação de poços secos, fundos comerciais, acidentes mecânicos, é importante ter a percepção de que não é só em poço seco que vai a despesa. Tem poços subcomerciais, diversos acidentes mecânicos que acontecem no começo da perfuração. Então, se olharmos no 1S11 contra o 2S11, o volume total é bastante semelhante. O que houve realmente foi um descolamento do 3T para o 4T.

Em relação aos poços do pré-sal, houve, sim, alocação de despesa relativa a esses poços, mas a maior parte foi de volumes pequenos, associados a acidentes mecânicos, e esse poço do BMS-10 é um poço que foi definido como subcomercial nas condições atuais.

**Almir Guilherme Barbassa:**

Quanto à questão do segundo item, do *impairment*, o que aconteceu com o nosso plano de negócios para o ano passado, divulgado em junho, de 2011 a 2015, em relação ao plano anterior, de 2010 a 2014, ele passou a considerar o preço do petróleo referência de US\$75 em 2,80. Então, como nós temos campos marginais, campos que estão em produção há 30, 40 anos, que hoje tem um nível de produção de água muito superior ao de óleo, esses campos tem uma contribuição marginal menor.



## **Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012**

Quando você reduz esse preço no futuro, ele acaba se mostrando às vezes antieconômico, o que não é nossa realidade do dia a dia, que está hoje produzindo, e geralmente são óleos bastante leves, de alto valor. Isso acaba de fato tendo uma contribuição positiva para a Companhia, mas nessa visão mais conservadora e de longo prazo, temos esses efeitos.

**Pedro Medeiros:**

Perfeito, Barbassa. Então, só para confirmar, teve a mudança para US\$75 no longo prazo para preço de petróleo, não é?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Exatamente.

**Pedro Medeiros:**

OK. Só como curiosidade, essa mudança traz alguma implicação para revisão de preço da cessão onerosa?

**Almir Guilherme Barbassa:**

Não. A cessão onerosa tem outros parâmetros para ajuste dos seus preços. Contratualmente, está estabelecido que vamos usar o preço de mercado futuro cotado a 180 dias do momento da renegociação, para sairmos dos efeitos spot e pegarmos o momento de alta liquidez do mercado futuro, que reflete uma tendência mais consolidada e elimina um pouco das volatilidades temporárias. Então, as referências são diferentes.

**Pedro Medeiros:**

Está ótimo. Obrigado.

**Almir Guilherme Barbassa:**

Eu queria aproveitar para fazer o esclarecimento quanto à produção da RNEST. Os dois trens que serão construídos terão capacidade de 230.000 barris por dia de processamento, e, de fato, no conjunto eles produzirão 70% em diesel, e os 30% restantes, GLP, nafta, gasóleo e coque. Gasolina não aparece no menu da refinaria. Ela é mais voltada para esse mercado mais demandante, no qual precisamos produzir mais, que é o diesel.



## **Teleconferência Resultados do 4º Trimestre e do exercício de 2011 14 de fevereiro de 2012**

**Operador:**

Obrigado. Encerramos neste momento nossa sessão de perguntas e respostas. Passo a palavra para o Sr. Almir Barbassa para seus comentários finais. Por favor, Sr. Barbassa.

**Almir Guilherme Barbassa:**

Agradeço a todos a presença e o tempo dedicado a esta nossa conferência, e espero contar com todos vocês na próxima divulgação, apresentando resultados tão bons ou melhores que os atuais. Muito obrigado.

**Operador:**

Obrigado. Senhoras e senhores, a Petrobras disponibilizará o áudio desta teleconferência para replay dentro de uma hora. Você poderá acessar o áudio e a apresentação no website de RI da Companhia, no endereço [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri). Isto conclui a teleconferência de hoje. Muito obrigado pela sua participação. Por favor, desconectem suas linhas, e tenham um bom dia.

"Este documento é uma transcrição produzida pela MZ. A MZ faz o possível para garantir a qualidade (atual, precisa e completa) da transcrição. Entretanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais falhas, já que o texto depende da qualidade do áudio e da clareza discursiva dos palestrantes. Portanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais danos ou prejuízos que possam surgir com o uso, acesso, segurança, manutenção, distribuição e/ou transmissão desta transcrição. Este documento é uma transcrição simples e não reflete nenhuma opinião de investimento da MZ. Todo o conteúdo deste documento é de responsabilidade total e exclusiva da empresa que realizou o evento transcrito pela MZ. Por favor, consulte o website de relações com investidor (e/ou institucional) da respectiva companhia para mais condições e termos importantes e específicos relacionados ao uso desta transcrição."