



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Operadora:

Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos à teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para discussão dos resultados relativos ao 1T11, 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 para analistas da indústria, quando mais instruções serão fornecidas. Caso algum dos senhores 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. Theodore Helms, Gerente Executivo de Relações com Investidores da Petrobras, tem alguns comentários. Por favor, Sr. Helms, o senhor pode prosseguir.

Theodore Helms:

Bom dia a todos. Vamos dar início a mais uma teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para discussão dos resultados relativos ao 1T11 e ao exercício de 2011, apurados em conformidade com a Legislação Societária brasileira.

A teleconferência de hoje está sendo transmitida ao vivo pela Internet, no nosso site www.petrobras.com.br/ri, e também, pode ser acompanhada via teleconferência, no número (55 11) 2188-0155, código: Petrobras.

Antes de prosseguir, eu gostaria de esclarecer que esta reunião está sendo gravada e gostaria de solicitar sua especial atenção ao slide número dois, que contém o 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.

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



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

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

Almir Guilherme Barbassa:

Bom dia a todos. Obrigado por se juntarem a nós em mais essa divulgação do resultado da Petrobras, agora sobre o 1T11.

Passando aos slides, nós temos nesse primeiro slide excelentes informações. Ele demonstra bem os bons resultados que nós temos obtido, com lucro recorde, com novos testes de longa duração, que têm proporcionado a coleta de preciosas informações para o desenvolvimento dessa camada pré-sal, que tem um grande potencial.

E novas descobertas, inclusive na bacia de Santos, na área do pré-sal, com inauguração de infraestrutura importante, que vai possibilitar o envio para terra do produto produzido na região do pré-sal.

Também inauguramos algumas unidades importantes na área do refino em termos de coque e HDTs. Com isso, estamos melhorando a qualidade do produto aqui no Brasil produzido, e também viabilizando maior produção de diesel, nafta e gasolina a partir dessas unidades, produtos de maior valor agregado, aumentando a margem da Companhia. A tudo isso se soma excelente operação financeira feita em janeiro, pela qual nós adicionamos às disponibilidades da Companhia US\$6 bilhões.

Próximo, por favor. Como eu disse, os indicadores constantes são muito positivos. O crescimento em termos de EBITDA, lucro operacional e lucro líquido, tanto de ano para ano quanto de trimestre a trimestre. Esse é um resultado bastante positivo, que vem do próximo slide, em parte, que é o aumento da produção.

Nós tivemos um aumento de ano para ano de 3% da produção total, 4% aqui no Brasil, e o gás em particular teve um desempenho favorável em virtude dessas novas instalações que estão sendo disponibilizadas para conectar a produção ao destino do mercado, associado ao crescimento grande da economia brasileira, que demanda mais gás, e com isso a nossa produção também aumentou.

Próximo, por favor. Temos aí uma fotografia mais focada na região do pré-sal da Bacia de Santos, e ali destaca-se bastante o fato de termos contratado mais duas plataformas de produção, Guará-Norte e Cernambi, e as descobertas já mencionadas, de Carioca Nordeste e Macunaíma. Mas o que realmente se destaca e mostra o ritmo que está sendo impresso no



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

desenvolvimento e na implementação do plano de negócios da Companhia são oito poços perfurados, concluídos nesse 1T, quando até o final do ano passado havia 20 no total, ao longo de quatro anos.

E o número de sondas que temos lá hoje vai crescer, vai passar de seis para 11 até o final do ano, o que demonstra um contínuo crescimento da atividade e a preparação para as maiores produções.

E não é só isso: no próximo slide, temos uma visão rápida da revisão que acabamos de fazer e divulgar do Plansal. É um projeto extraordinariamente grande, e que tem proporcionado informações valiosas para a Empresa do ponto de vista de redução de custos e CAPEX. E desde a primeira visão que construímos, em 2008, onde cada unidade custava 100, hoje pode ser feita por 55% do custo originalmente imaginado.

Isso tem proporcionado, como se vê na parte de baixo, um aumento do valor desses ativos, fruto de todo o trabalho de pesquisa e de experiências.

No próximo slide nós vemos, por exemplo, o resultante dos testes de longa duração, fundamentais para sustentar o desenvolvimento, e com resultados muito bons. Produção é constante, bom comportamento dos reservatórios, boa comunicação lateral. E isso, estamos falando de um reservatório que nunca tinha sido produzido a partir dele aqui no Brasil, e é pouco conhecido também em outras regiões do mundo.

Mas a resposta que estamos encontrando é muito boa, sem restrição no escoamento, e só não produzimos mais nos TLDs, os testes de longa duração, por restrição de queima de gás. E esse conjunto de informações foi retirado, foi coletado a partir de seis testes de longa duração. Então, já existe um significado estatístico que dá um conforto para a Empresa.

E isso leva ao próximo slide, que agrega mais informações no mesmo sentido, que é o prazo médio de perfuração dos poços. Tomando os 20 poços realizados até o final do ano passado nós vemos que os cinco primeiros, a média do prazo tomada como 100%, e vemos que os seis últimos em 2010 tomaram 66% do tempo. Isso dá uma demonstração importante, porque o poço hoje, a construção do poço custa 50% aproximadamente do desenvolvimento. Então, na medida em que conseguimos esse ganho, essa eficiência, e o conhecimento agrega mais possibilidades de redução, isso aumenta o valor desses campos que estamos desenvolvendo.

Próximo, por favor. Nós temos aí uma evolução dos preços. Quando olhamos para o gráfico à esquerda, vemos que o spread entre óleo pesado, que é o óleo hoje dominante na produção da Petrobras, e o Brent, abriu o spread de US\$11. Estava menor nos últimos períodos devido ao crescimento do preço no mercado internacional.

E aí eu, acho que mais um ponto a ressaltar com relação ao pré-sal é a qualidade do óleo está sendo produzido e o seu resultado para efeito de refino, já testado em mercado. O valor do



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

óleo do pré-sal se revelou maior do que o próprio Brent; o Brent mais um prêmio. Isso vai mudar essa realidade desses preços do petróleo produzido aqui no Brasil e agregar mais margem à Companhia.

Do lado direito vemos a aplicação da política do preço da Companhia, que não ajusta no curto prazo, fruto de flutuações conjunturais de efeito geopolítico, de forma a mostrar que estamos hoje com a média de preços praticada inferior à média internacional, depois de estarmos melhor durante cerca de dois anos.

Próximo. Olhando agora para o custo da produção do E&P, nós temos dois componentes. A participação governamental varia diretamente com o preço internacional. E o custo de extração, que subiu de R\$17,5, mais ou menos; ele vinha entre R\$17 e R\$18 e foi para R\$19. Esse aumento, nesse trimestre, está correlacionado mais ao número de intervenções, paradas que foram programadas para o período por causa do momento em termos da demanda do gás.

É um período de baixa demanda em termos termoelétricos, de forma a permitir essa flexibilidade ao E&P para fazer suas paradas concentradas nesse período. Com isso nós tivemos esse acréscimo no custo de extração. E com o crescimento da produção nas unidades instaladas no ano passado, e com a redução das intervenções, esse custo poderá voltar ao nível de R\$18 por barril.

No próximo, nós temos o comportamento do mercado de derivados no Brasil e gás natural. No derivado, a demanda no mercado interno subiu em torno de 6% em relação ao ano passado, no mesmo período.

Mas temos aí um destaque especial para o QAV. A atividade econômica no Brasil muito intensa, e o número de voos, distribuição de renda melhor, estimulando as pessoas a viajarem mais, elevou o consumo de QAV em 18% no último ano. Isso é extraordinário. E também no gás, devido ao crescimento industrial, ele cresceu em 13% nesse último ano.

O próximo dá uma notícia sobre o refino no Brasil. Temos um excelente desempenho no refino. O fator de utilização das refinarias chegou próximo a 90%, e aqui estamos falando de 11 refinarias, não é de uma ou duas. É de uma média elevada para o número de refinarias. E melhor ainda, no último se acrescentou mais de 120.000 barris no volume de óleo processado no Brasil, de óleo originado do Brasil. Então, na carga fresca, o óleo nacional cresceu significativamente, levando até a uma redução no óleo importado.

Isso é também fruto do que já foi mencionado, das coques inauguradas, refinarias melhor preparadas para processar o petróleo, o investimento que foi feito nos últimos anos, que está agora se materializando na forma de capacidade de processar mais óleo nacional, agregando mais margem à Companhia.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

E não só isso: se olharem do lado direito, vocês verão que os produtos saídos da refinaria são produtos de maior valor agregado. Estão aí o diesel, o QAV e a gasolina, todos tiveram crescimento no último ano, apesar de termos processado mais óleo pesado. Esse é um defeito operacional do Abast, a parte *downstream* é muito positiva.

Próximo. Olhando para os resultados financeiros da Companhia, tivemos um crescimento no lucro operacional desde o último trimestre. Embora tenhamos vendido menos do que no último trimestre, o preço foi melhor, aumentou um pouco a receita de vendas. E pelo critério de precificação do estoque, o custeio do estoque, que é um preço médio, e utilizado o custo médio, o resultado do 1T foi melhor do que seria se tivéssemos usado os preços correntes. Isso agregou R\$1 bilhão ao resultado.

As despesas, por sua vez, também caíram; as despesas exploratórias e outras despesas administrativas e gerais tiveram uma redução. Com isso, atingimos R\$12,5 bilhões de lucro operacional.

Então, a partir dessa adição de R\$1,7 bilhão sobre o trimestre anterior, de lucro operacional, temos um aumento de 4% no lucro líquido. Em parte, esse lucro operacional foi consumido por impostos. Nós tivemos menos juros sobre capital próprio nesse trimestre, e o rendimento maior, o lucro maior acabou pagando mais impostos. O efeito financeiro foi positivo, mas não entrou em linha com o que aconteceu no 4T.

Os outros itens têm um pequeno impacto, mas o lucro atribuído a não-controladores, e esses não-controladores são normalmente empresas com grande dívida em USD, e com a valorização do Real elas apresentaram resultados que estão aí excluídos.

No próximo, nós vemos o desempenho do E&P. O E&P teve o efeito da variação do preço internacional, que reflete diretamente sobre o preço de transferência para o *downstream*, e isso aumentou bem o resultado, e foi em parte compensado pelo volume menor, e o efeito custo também foi maior nesse trimestre do que no trimestre anterior, e compensou, em parte, esses resultados. E as despesas operacionais cresceram ligeiramente, também. Com isso o E&P aumentou de R\$11,8 bilhões para R\$14,1 bilhões.

Já o Abastecimento teve um efeito de preço positivo significativo. Entretanto, ele vendeu menos, teve menor resultado em comparação com o 4T, e o custo, que foi o grande redutor do resultado do Abast, que parou ao E&P e ao produto importado o preço corrente, e vendeu aqui pelo preço estável em termos de diesel e gasolina. O efeito volume foi menor também no custo do produto, então houve uma melhora no resultado.

Com isso, nós tivemos uma perda próxima de R\$500 milhões no trimestre do Abast, apesar daquele excelente desempenho mostrado anteriormente. Isso é fruto da política de preço adotada pela Petrobras, de não repassar a variação de preços instantaneamente, e essa diferença acaba incidindo sobre a operação segmentada do Abast.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

No próximo, vemos o desempenho do Gás e Energia internacional e distribuição, todos com crescimento em seu lucro operacional, bom desempenho no período. No gás obtivemos preços melhores; volumes também em importados, GNL reduzido, devido a ter um preço maior, um custo maior, e ganha uma margem de comercialização de energia elétrica.

A área internacional pôde realizar diretamente todo o resultado fruto da variação de preço no mercado, e teve a sua produção bastante estabilizada, com algumas áreas crescendo para compensar o decréscimo de áreas mais maduras. Na distribuição, com ganhos de margem, teve-se aqui uma melhoria também no resultado.

Entre Abast e E&P, o valor do investimento continuou praticamente estável. Entretanto, Gás e Energia, por já ter concluído a maior parte dos seus investimentos em infraestrutura, e a área internacional também reduzindo um pouco a atividade, tiveram investimentos menores neste ano, o que se refletiu em uma queda em relação ao ano passado.

No próximo, vemos a situação do endividamento da Companhia. Alavancagem confortável, liquidez mais do que suficiente em termos de garantia, continuidade da implementação do plano, e resultante da liquidez, a captação dos R\$6 bilhões do mercado internacional.

Com isso, terminamos a apresentação, e caso os senhores tenham alguma pergunta, eu e meus colegas estaremos à disposição para respondê-las. Muito obrigado.

Marcos Siqueira, Deutsche Bank:

Bom dia a todos. Minha primeira pergunta é em relação ao plano estratégico do pré-sal, que foi anunciado há pouco tempo. Se o senhor poderia comentar um pouco sobre como conciliar o corte de gastos, o corte de custos, dado aos seus *rates* melhores, e até mesmo à própria economia em termos de construção de plataforma, com o aumento do total investido, de US\$33 bilhões para US\$54 bilhões? Eu sei que tem projetos que foram incluídos, como Cernambi, Guará-Norte, e também os próprios 5 bilhões de barris, mas eu queria ter um pouco mais de informações sobre como se volveram esses US\$33 bilhões para os US\$54 bilhões. Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Tentando resumir sua pergunta: como evoluiu...?

Marcos Siqueira:

O plano de investimento para o pré-sal de US\$33 bilhões para US\$54 bilhões, dado que por um lado vocês incluíram outros projetos, mas por outro lado os custos parecem agora ser menores do que vocês estimavam anteriormente.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Almir Guilherme Barbassa:

O que nós divulgamos alguns dias atrás foi o novo Plansal. E o que consta do nosso plano de negócios de 2010 e 2014, dos US\$33 bilhões que você mencionou, não é só relacionado à Bacia de Santos; é de todo o pré-sal, incluindo a Bacia de Campos, no Espírito Santo. Então, as duas coisas não se comparam.

E de fato, na versão atual do Plansal nós incorporamos a cessão onerosa. Só na cessão onerosa tem um valor de US\$13 bilhões previsto para o futuro. Então, a comparação não é imediata, são duas coisas diferentes.

Marcos Siqueira:

E para os novos projetos, seria possível o senhor dar uma indicação de quanto eles adicionam, quanto representam desses US\$54 bilhões? Fora dos 5 bilhões de barris, obviamente?

Almir Guilherme Barbassa:

Quais projetos?

Marcos Siqueira:

Se você puder falar quais projetos foram incluídos no pré-sal, e quanto eles representam?

Almir Guilherme Barbassa:

Marcos, nós não estamos divulgando o plano de negócios. Portanto, não temos comentários sobre uma coisa que não divulgamos. Eu lamento.

Marcos Siqueira:

Está ótimo. Se eu puder fazer outra pergunta, sobre a sua política de preços. Vocês esperam fazer alguma mudança na sua política de preços neste ano?

Almir Guilherme Barbassa:

Não entendi.

Marcos Siqueira:

Se vocês esperam aumentar o preço de gasolina ou diesel este ano.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Almir Guilherme Barbassa:

Nós não anunciamos esse tipo de informação, Marcos. Nossa política leva a ajustes quando há um convencimento interno de que o preço internacional mudou de forma definitiva, ele não está aumentado ou diminuído por uma questão apenas circunstancial.

Neste momento, a avaliação é de que o preço subiu por causa de problemas geopolíticos. A permanecer a longo prazo a situação, a decisão será tomada em consonância com o que nós entendermos que vai prevalecer.

Marcos Siqueira:

Está ótimo. Muito obrigado

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Bom dia. Eu tenho algumas perguntas. Deixe-me começar por uma delas que não tem a ver com resultado, só para eu entender um pouco o conceito. Durante esta semana vocês fizeram o anúncio de que o Conselho teria pedido a revisão daquilo que foi proposto. O que eu queria ouvir de vocês é se tem alguma coisa que vocês efetivamente poderiam falar sobre isso, especialmente em luz do que foi escrito na imprensa, de que haveria uma postura mais conservadora do Conselho.

O contexto em que eu pergunto isso, como você mesmo colocou, nós não tivemos realmente uma mudança tão grande no CAPEX e nem na alavancagem neste trimestre, mas geralmente o 1T é o trimestre mais fraco de CAPEX, assim como foi no ano passado. Nós só queríamos entender a postura da Empresa, a postura do Conselho, realmente parece que está caminhando para um lado mais conservador? Algum pedido de real revisão do que poderia ser feito, ou nada pode ser comentado por enquanto? E depois eu tenho uma pergunta sobre resultado mesmo, que eu queria entender também.

Almir Guilherme Barbassa:

Como eu disse, neste caso do plano, não é objeto nesta reunião, mas há uma grande curiosidade. O Conselho pediu que fizéssemos avaliações, estudos de sensibilidade diversos sobre o plano que nós estamos formatando para o período de 2011 a 2015. Entre os estudos, há estudos que contemplam um CAPEX menor, mas não é só esse o tipo de avaliação que estamos fazendo. São diversos, e isso só será divulgado na versão final, depois de aprovada pelo Conselho.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Gustavo Gattass:

Está ótimo, Barbassa. Deixe-me fazer só duas perguntas rápidas sobre resultado. A primeira delas tem a ver com algo que vocês mostraram no slide 18, a melhoria do resultado do Gás e Energia, que aparentemente está pautada em cima de preços médios de gás natural maiores e redução do custo de aquisição do gás nacional.

Nós percebemos saber por que o preço do gás nacional no E&P passou por um reajuste bem negativo neste trimestre, e por mais que isso não afete o consolidado, eu só queria entender qual é racional para isso. Como devemos pensar nessa mudança de preço trimestre a trimestre no gás?

E a segunda pergunta que eu tenho, Barbassa, no 1T acabamos vendo uma melhoria na produção ano contra ano, mas trimestre contra trimestre, como você mesmo mencionou, tivemos muita parada programada, o que levou a um custo maior e a uma produção talvez um pouco menor do que ela deveria ser. Você já mencionou que é possível que o custo caia para a casa dos R\$18, R\$19. Mas vocês poderiam nos dar uma ideia de como vocês estão enxergando o 2T do ponto de vista de produção, para sabermos se devemos considerar ainda mais parada programada ou se de agora para frente as coisas normalizam. Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Gustavo, eu vou pedir a ajuda dos meus colegas para responder sobre o gás.

Petrobras:

Com relação ao cálculo do preço de transferência do E&P para o Gás e Energia, entram no componente desse cálculo dois fatores. Um, nós levamos em referência os preços internacionais, como o Henry Hub, por exemplo, que apresentou uma queda no período. E a outra parcela nós descontamos uma parte associada à tarifa relacionada à construção da malha de gasodutos para escoamento desse gás. Considerando que em 2010 uma grande parcela dos gasodutos ficou pronta, esse desconto é maior. Por isso essa variação grande.

Ricardo:

No caso da produção, muito embora tenhamos tido diversas paradas programadas e intervenções impostas até mesmo não programadas, nós percebemos que neste 1T a produção do E&P ficou acima da sua previsão operacional, e isso é fruto dos resultados acima do esperado de uma série de poços. E para o 2T, no mês de abril ainda vemos alguma coisa de paradas programadas, e isso tende a diminuir e se estabilizar num nível mais baixo ao longo dos outros meses.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Gustavo Gattass:

Deixe-me só entender: em abril vocês viram paradas que tendem...

Ricardo:

Não, é histórico da Petrobras. Os primeiros três, quatro meses do ano concentram um número maior de paradas programadas, e ao longo dos próximos meses essa questão tende a diminuir.

Gustavo Gattass:

OK. Eu só preciso entender a segunda parte da frase, que você falou que depois de abril ia normalizar mais baixo, na primeira vez que você falou, mas você está dizendo que normaliza maior.

Ricardo:

Vamos lá, de novo. Historicamente na Petrobras, o período de janeiro a abril é o período de maior concentração de paradas programadas. Então, é natural de se esperar que até abril o nível ainda seja um pouco maior do que a média, e a partir de maio e junho voltaríamos a um nível mais baixo, que é o nível normal de trabalho para os outros meses do ano.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Obrigado.

Subhojit Daripa, Morgan Stanley:

Bom dia. Tenho algumas questões que eu queria levantar, umas relacionadas ao resultado e outras relacionadas àquele *press release* que vocês soltaram em relação ao Plansal.

Com relação ao Plansal, eu queria fazer só dois *follow-ups* com relação ao que foi discutido durante a capitalização no final do ano passado. A informação que tínhamos no final do ano passado com relação à meta de produção doméstica do pré-sal de Santos em 2015, e que foi divulgada na apresentação de 2009, era de 505.000 barris por dia. Esse *press release* que vocês soltaram há uma semana e meia mostra um acréscimo de produção da ordem de 108.000 barris por dia, para 613.000 barris por dia. Ou seja, a premissa é de que esse número foi "upgradado" de 505.000 para 613.000.

A última informação que nós tínhamos, no entanto, em 2009, era de que essa meta era de 582.000 barris por dia. Então, em algum momento entre a divulgação do planejamento estratégico de 2009 e a divulgação desse *press release*, vocês reduziram essa meta de produção para 2015. Talvez eu tenha perdido, vocês tenham comentado isso em algum



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

momento, mas vocês poderiam só me refrescar a memória, qual foi a razão dessa queda entre esses dois períodos?

E o segundo ponto, ainda com respeito ao Plansal, vocês mencionam a possibilidade de colocação de quatro FPSOs na área da cessão onerosa a partir de 2016. O meu entendimento, e me corrijam se eu estiver equivocado, por ocasião da capitalização é de que, para que a Companhia pudesse aumentar a taxa de retorno implícita de cada um dos projetos acima daquela média de 9% que foi colocada no *valuation*, vocês estariam utilizando métodos de produção que poderiam gerar um ganho significativo de sinergia. Por exemplo, TLD, completação a seco, etc.

Só para colocar isso em contexto com o que foi discutido lá na capitalização, e o anúncio de que quatro FPSOs, que no meu entendimento o procedimento de produção será mantido a exemplo do que está sendo feito nas primeiras plataformas, na cessão onerosa. Só para colocar as duas coisas em contexto. Depois eu tenho mais umas duas perguntas rápidas. Obrigado.

Ricardo:

Todo ano nós trabalhamos, na época da revisão do plano de negócios de negócios, as informações de curva de produção, estratificadas por áreas. De lá para cá, algumas coisas aconteceram, de 2009, do número que você fala para cá. Primeiro, a própria incerteza inerente ao processo de coleta de informações, e isso leva você a antecipar algumas áreas e postergar outras. Você tem toda a questão da descoberta de horizontes de pré-sal em outras áreas, como, por exemplo, Campos e Espírito Santo.

O que eu sugiro é que você aguarde um pouco mais para revisão e anúncio do nosso plano de negócios, que traremos uma atualização desses números para 2015 e para 2020, e acho que seria a melhor estratégia neste momento.

Em relação aos FPSOs da cessão onerosa, realmente é verdade, a nossa ideia inicial é trabalhar com um modelo de desenvolvimento semelhante ao que tem sido feito nas águas profundas da Bacia de Campos e um dos primeiros FPSOs do próprio polo pré-sal das áreas licitadas que a Petrobrás adquiriu.

A ideia realmente é que somente após 2015, 2017, nós começemos a ver grandes mudanças tecnológicas no desenvolvimento do pré-sal, e que na verdade, não necessariamente serão tão grandes assim, seriam mais ligadas à parte de engenharia submarina.

Subhojit Daripa:

Obrigado. Só uma coisa, rapidamente: no *conference call* da British Gas foi comentado que a segunda plataforma, na verdade a primeira plataforma que está em construção atual, a primeira



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

já foi entregue, ela já está mais do que 50% completada. E agora, o Sr. Barbassa mencionou que tem duas que já foram também licitadas neste trimestre. Vocês poderiam só nos passar rapidamente como é que está o cronograma dessas FPSOs que foram licitadas? Como está o prazo de construção dessas mesmas plataformas que estão em construção? E mais importante, quais serão as próximas áreas a receberem essas plataformas, e em que ano? Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Isso são dados que sairão todos no nosso planos de negócios. Nós estamos dizendo que contratamos mais duas, mas o conjunto e o efeito delas sobre a produção, quando serão instaladas etc., é parte do plano de negócios, não dá para antecipar para este momento. Vamos aguardar mais um tempo.

Subhojit Daripa:

OK, Barbassa. Obrigado.

Auro Rozenbaum, do Bradesco:

Bom dia. A dúvida que eu tenho é a respeito do volume de *trading* dentro da receita de vocês. Eu queria saber se vocês poderiam comentar quanto foi neste trimestre e se de fato está havendo uma queda no volume de *trading*.

Almir Guilherme Barbassa:

Você se refere ao *trading* feito fora do país. *Trading* compra e venda no exterior?

Auro Rozenbaum:

Exatamente

Almir Guilherme Barbassa:

Nós teríamos essa informação? Eu acho que é muito detalhe para disponibilizar. O que eu posso lhe dizer é em termos de tendência. Que nós temos nos preparado crescentemente com o escritório no exterior, em Houston, já há muito anos, em Londres, mais recentemente na Holanda, em Singapura, e também na China e no Japão. Com esses escritórios, temos procurado crescer o nosso volume de *trading* internacional, capacitando a Petrobras para estar presente em um fluxo crescente de *trading*, e habilitando a Empresa para o momento em que tivermos uma produção excedente do consumo nacional grande, para fazermos essas colocações mais facilmente no mercado internacional.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Auro Rozenbaum:

É que como o número não é explícito, a impressão que temos dentro da modelagem, e que eu queria confirmar, é se nos últimos dois trimestres de fato houve uma queda de volume de receita; nós estamos acreditando entre R\$1 bilhão e R\$2 bilhões, e como esse *trading* eu acredito que tem uma margem, baixa perto de 2% a 3%, isso acabaria contribuindo com um aumento na margem EBITDA de vocês. Era mais para ter uma ideia se é verdadeira essa afirmação de que o volume de *trading* teria caído cerca de R\$1 bilhão a R\$2 bilhões nos dois últimos trimestres.

Almir Guilherme Barbassa:

A informação que eu tenho aqui é que ele permaneceu estável, na faixa de R\$320 milhões a R\$360 milhões nesses dois últimos trimestres; crescendo, inclusive, nesse 1T.

Auro Rozenbaum :

Ok. Uma segunda questão, relacionada ao pré-sal, esses planos de investimento: nós vimos nesse gráfico na apresentação, e inclusive saiu há pouco tempo a informação no Plangas que vocês tinham obtido essas reduções significativas nos custos e investimentos de pré-sal. O que eu queria saber é se vocês vão, em algum momento, abrir um pouco mais em detalhes, como por exemplo, o que vai ser custo de desenvolvimento unitário por barril, para que possamos fazer uma projeção de mais longo prazo para a Companhia, colocar um pouco mais de precisão.

Porque quando pegamos o volume de investimentos previsto para frente e a produção prevista, pode obviamente haver um descasamento grande com relação à estruturas sendo construídas ou perfuradas e o volume de óleo produzido, que não necessariamente corresponda àquele investimento; pode ser um *ramp up* e possivelmente será abaixo daquele investimento. Só para eu conseguir fazer um casamento mais preciso de longo prazo, existe algum plano de mostrar um pouco mais de detalhes?

Almir Guilherme Barbassa:

Nós somos, entre as grandes empresas de petróleo, a que mais informações presta ao mercado. Essa de investimentos por barril não é uma delas, e nós não temos planos de incorporá-la.

Petrobras:

Eu só queria acrescentar uma coisa. No começo das ideias em relação ao pré-sal, tínhamos uma percepção de que, pela questão dos poços principalmente, o desenvolvimento se daria com volumes de investimento superiores aos que vínhamos praticando na águas profundas da



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Bacia de Campos. O que temos percebido atualmente é que essa redução de investimentos, principalmente em poços, aproxima os valores de investimentos aos que vimos praticando nas águas profundas da Bacia de Campos.

Ou seja, projetos de óleo de melhor qualidade, tendo um custo de investimento já em linha com o que temos feito na Baía de Campos, o que mostra a capacidade da Companhia na sua curva de aprendizado, em ser mais eficiente nos seus gastos.

Auro Rozenbaum:

É que o único dado que se tornou público, e já se tornou público uma vez, que eu me lembre, na história da Empresa, foi Papa Terra, que vocês mostraram um custo de aproximadamente R\$3,7 bilhões por sistema de 100.000 barris. Seria esse um número razoável?

Petrobras:

O Papa Terra tem uma particularidade, que é a primeira vez na Companhia que vamos usar um esquema de produção com uma TLWP mais um FSO, que não é um esquema de produção representativo do que fazemos em águas profundas na Bacia de Campos e no próprio pré-sal. Então, eu acho que teríamos problemas de usar esse número como uma estimativa para os outros desenvolvimentos.

Auro Rozenbaum:

Você pode me dizer o problema? Ele está muito conservador ou muito agressivo?

Petrobras:

São sistemas diferentes. Eu não posso comparar um FPSO com uma TLWP mais FSO. São arranjos de produção completamente diferentes. O Papa Terra vai trabalhar com penetração seca, e eu não faço isso nos meus FPSOs em águas profundas e nem no pré-sal, por enquanto. Então, em termos de comparabilidade, não é um bom número.

Auro Rozenbaum:

Está ótimo, obrigado.

Luiz Otávio Broad, Ágora Corretora:

Bom dia a todos. Eu queria fazer um comentário sobre a dívida líquida da Petrobras, que teve um aumento em torno de R\$4 bilhões do final do ano passado para o 1T11, mesmo com um EBITDA ligeiramente acima do CAPEX e uma apreciação do Real. Eu vi um aumento aqui na conta estoques de mais ou menos de R\$4 bilhões, então eu queria entender só se realmente



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

houve um investimento maior de estoques no período, o que explicaria esse aumento da dívida líquida. E especificamente, que itens do estoque cresceram no período? Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Eu não tenho essa conta feita para lhe dizer. Mas o que eu posso dizer é que pagamos juros sobre capital próprio em valores elevados durante esse 1T, e esse é um dos fatores que ajuda a elevar a dívida líquida, além de impostos. No mês de janeiro pagamos, por exemplo, participação especial sobre o último trimestre. Isso é um desembolso significativo para a Companhia, e certamente é outro fator que contribuiu. E também um melhor resultado; como pagamos imposto de renda no mês seguinte, nós tivemos uma contribuição no período maior.

Luiz Otávio Broad:

OK. Obrigado.

Emerson Leite, Credit Suisse:

Bom dia a todos. Eu gostaria de discutir um pouco a questão do financiamento do plano de investimentos, em termos das estruturas de financiamento que vocês pretendem utilizar daqui para frente. Obviamente a Petrobras teve ao longo do tempo bastante criatividade e flexibilidade nas formas de se financiar. Eu queria entender se vocês estão caminhando para cada vez mais tirar os investimentos da estrutura do balanço do investimento via sociedades de propósito específico, como está sendo feito no modelo da Sete Brasil, isso se aplicando para refino e quaisquer outras iniciativas do investimento, ou continuamos mais no modelo atual? Que tipo de estrutura de capital devemos imaginar que a Petrobras terá no futuro vis-à-vis o que tem hoje, tendo em vista o peso desses investimentos no balanço?

E eu tenho outra questão, em relação às definições das especificações das unidades de produção para o pré-sal. Tendo em vista as diversidades em termos de características dos reservatórios e dos poços perfurados até agora, conteúdo de CO2 ou mesmo características do óleo, se vocês acreditam que poderão usar aqueles sistemas replicantes, ou vocês terão que fazer soluções um pouco mais customizadas para cada uma das áreas? E se for essa a situação, se isso tem algum impacto em termos de tempo para a definição desses projetos. Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Emerson, deixe-me lhe responder a primeira parte da pergunta, depois o Giamattey dará uma contribuição sobre a segunda parte. Na questão da financiabilidade da Companhia, como você bem disse, temos procurado sempre ser criativos e trazer novas alternativas, mas devem ser alternativas consistentes e compatíveis com agregar ou não ônus ao balanço.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Quando você fala de SPEs, não é a alternativa que nós estamos buscando. Até porque o caso da Sete Brasil não é uma SPE. A Sete Brasil é uma empresa. Uma empresa constituída, neste momento com capital de fundos privados, e que poderá vir inclusive a abrir capital daqui a algum tempo. Poderá crescer na área, ter uma atividade diversificada, de forma que não seja, e não é de fato, uma empresa de propósito específico.

É nesse sentido que estamos olhando mais as oportunidades, no sentido de obter parceiros que estejam dispostos a correr o risco do negócio e fornecer serviços para nós onde seja possível que se tenha os serviços. A sonda de perfuração é um exemplo.

E nós temos procurado também outras alternativas. Estamos com um programa que lançamos como piloto em setembro do ano passado, que se chama Progredir, que visa transferir para o sistema financeiro brasileiro a oportunidade de eles financiarem o capital de giro dos nossos fornecedores, em vez de nós adiantarmos recursos, de forma a tornar o nosso capital mais focado no investimento que pretendemos.

É desta forma que estamos olhando e buscando oportunidades para melhor desenvolver o nosso plano e implementá-lo com a tranquilidade de não precisarmos de outra emissão de capital, emissão de ações. E isso é um propósito da Companhia.

Então, o financiamento não passa por emissão de novas ações. Ele está sendo buscado como alternativas de dívida ou, na medida do que for possível, otimizar o nosso capital de giro, ou estimular alternativas de outros investidores que possam complementar o nosso.

Emerson Leite:

Almir, só para eu entender bem essa questão, no caso das sondas, obviamente o negócio de sondas de perfuração não é um *core business* da Petrobras, então é natural que uma nova empresa, seja uma empresa já estabelecida, ou uma nova, como a Sete Brasil, passe esse serviço para a Petrobras.

Mas e com relação aos investimentos que são parte essencial do seu *core business*? Por exemplo, os investimentos no desenvolvimento dos campos, ou nas unidades de produção, e aí eu digo nas *facilities*; ou os investimentos, por exemplo nas refinarias. Como é que daria para usar uma estrutura parecida, se é que daria, nesses casos?

Almir Guilherme Barbassa:

Nós não estamos buscando esse tipo de oportunidade nessas áreas. Se formos ter um parceiro em uma refinaria, é o caso da refinaria de Pernambuco, que a PDVESA está considerando a possibilidade de entrar como sócia, e aí ela entrará como sócia. Sócio investidor, sócio para o bem e para o mal; para o ganho e para os riscos. Não é nenhuma estrutura criada com a finalidade de desenvolvimento.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Então, se for o caso, como é o caso que está sendo considerado, é o caso de ter um parceiro investidor. E se for o caso, por exemplo, de considerarmos um campo, nós vamos olhar a venda do interesse, a venda de uma participação a outro sócio, e não uma fórmula que seja montada via uma SPE, ou coisa assim.

Emerson Leite:

OK. Obrigado.

Petrobras:

Em relação à questão dos replicantes para o pré-sal, essa é a estratégia do E&P. Não existe a possibilidade de fazer um desenvolvimento agressivo e de tal monta de quantidade, de poços, de unidades, sem recorrer à padronização. A customização nesse desenvolvimento será bem menor do que, por exemplo, nos sistemas de águas profundas da Bacia de Campos.

Quando falamos de heterogeneidade entre os reservatórios, a questão é um pouco mais simples do que parece. Nós estamos falando de conteúdos de CO2 e de contaminantes. Ou seja, quase sempre, produtos derivados de sais, carbonatos, uma série de coisas, em que a estratégia de resolver esse problema é modular. A pergunta é: quantos módulos de determinado equipamento eu preciso para tratar esse problema?

Nesse sentido, por mais que sistemas possuam quantidades de módulos diferentes para tratar essa questão, eu estou falando só disso: quantos módulos eu preciso. Isso configura, sim, uma padronização bastante grande no desenvolvimento.

E volto a falar: para atacar um programa de investimento desse porte, tem que ser dessa forma, com gastos replicantes, *top sides* padronizados, onde a grande questão é quantos módulos de cada coisa eu preciso.

Emerson Leite:

Em relação a essa questão dos *top sides* padronizados, qual é o progresso em relação à questão da licitação para os replicantes? Quando teremos isso definido?

Petrobras:

Na verdade, quando o plano de negócios for divulgado, provavelmente esse panorama será atualizado para vocês. Mas com certeza temos projetos para 2013, 2014 e 2015, e esse processo todo de design dos *top sides* e licitações está a pleno vapor, e vocês terão uma visão muito brevemente, com a divulgação do novo plano de negócio.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Emerson Leite:

OK. Muito obrigado.

Luiz Pinho, UBS:

Boa tarde a todos. Eu queria fazer um *follow-up* na pergunta do Gattass, sobre o preço de transferência do gás. Pelo que eu entendi, são dois fatores principais que impactam esse preço. Um é o preço internacional, por exemplo, Henry Hub, e o outro é sobre a tarifa nacional do custo do gasoduto.

Mas eu queria entender um pouco melhor, porque olhando para o preço de realização do gás natural da divisão internacional, esse valor subiu ano contra ano, ao passo que no doméstico houve essa queda grande. Então, eu imagino que o maior impacto esteja relacionado com o segundo fator que eu comentei. E mais importante, tentar entender se esse patamar, que no caso do trimestre chegou à casa dos US\$9, se ele é mantido para frente ou se ele volta para um patamar maior, de dois dígitos. Essa é minha primeira pergunta.

A segunda pergunta é relacionada ao CAPEX das refinarias, se vocês poderiam comentar quanto já foi gasto na refinaria Premium I, e se existem, quais são os planos em relação à Abreu e Lima, se de fato é fazê-la sozinhos ou não, e quais são os *deadlines*. Obrigado.

Petrobras:

Até onde eu sei, esse preço internacional segue outra metodologia. É a venda do gás na Argentina, a venda que vem da Bolívia para nós. Ele segue outra metodologia. Eu, como gás natural, não sei explicar, mas não tem nada a ver com a metodologia do preço de transferência do E&P para o gás natural. É outra lógica.

Luiz Pinho:

Desculpe, o mais importante é entender o que é mais razoável para imaginar daqui para frente para esse preço do gás natural de transferência, se vocês poderiam comentar.

Almir Guilherme Barbassa:

Qual é o preço esperado?

Petrobras:

Não tenho essa informação disponível.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Arlindo:

Com relação à refinaria Premium I, basicamente, o que nós estamos fazendo lá é projeto. Estamos investindo na fase de projeto, mas também é bem pequeno. Não estamos ainda na etapa de construção. Basicamente, os testes estão muito pequenos lá, ainda.

A ênfase grande que estamos dando lá é de trabalhar com projetos, realmente, em outro patamar de qualidade, com outro nível de resultado para o ativo como um todo. Buscar eficiência energética, condições de rendimento mais adequadas; enfim, investimos bastante na qualidade do projeto, que, na verdade, vai sustentar todo um programa de expansão.

E com relação à outra questão, que é a Refinaria do Nordeste, estamos aguardando as condições de firmarmos de fato a parceria com PDVESA. Há ainda incerteza, porque não temos uma posição fechada, definitiva.

Almir Guilherme Barbassa:

A posição atual é até agosto.

Luiz Pinho:

OK. Obrigado.

Fernando Vale, Citi:

Bom dia. Eu gostaria de perguntar quanto ao custo de refino. Vocês tinham falado nos últimos trimestres que o custo tinha vindo um pouco acima dos patamares históricos, e nesse trimestre ele voltou a 4,5. Eu queria saber se ele deve voltar para por volta de 3,5, 3,6, como é a média histórica.

E na parte de E&P, eu queria também entender como será o *ramp up* da P-56 e quando ela deve entrar em produção.

Arlindo:

Com relação ao custo de refino, um aspecto que vale a pena destacar é que todos esses programas de qualidade, essas unidades de HDT, e mesmo as unidades de conversão que estão sendo implementadas agora, elas trazem um componente de agregar custos sem agregar capacidade.

Elas, na realidade, entregam maior qualidade de produtos, um melhor perfil de rendimentos, melhores condições para atender o mercado, e também agregam uma parcela de custos.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Nosso desafio é buscar uma ênfase grande em produtividade e racionalização de custos, de modo que o incremento possa ser atenuado. Mas, de fato, ao longo dos próximos anos incorporaremos inúmeras unidades ao nosso parque de refino que demandarão custos para serem operadas. Isso, em alguma medida, é esperado, que aumentando a capacidade do parque, como faremos nos próximos anos, haja uma pressão para incremento de custos.

Por outro lado, há também um esforço importante de buscar maior racionalidade, maior eficiência das nossas operações de modo a mitigar, compensar esse efeito.

Petrobras:

Em relação à P-56, nossa previsão é julho de 2011, e que até o final de 2012 já tenhamos todos os poços perfurados, conectados e produzindo.

Fernando Vale:

OK. Se eu puder só fazer um *follow-up* na questão do custo de refino, para o final deste ano podemos esperar, então, que o custo de refino siga neste patamar de 4,5, ou talvez ele tenha alguma chance de baixar para o nível histórico? Obrigado.

Arlindo:

Ele tem é possibilidade de cair, mas voltar ao nível histórico é difícil, em função, como comentei, desse incremento de complexidade no parque. Na verdade, é inevitável que uma refinaria complexa tenha um custo de refino maior que uma refinaria simples..

Grosso modo, uma refinaria simples é uma unidade de extração, que tem um custo muito baixo, tem só um forno. Uma refinaria complexa tem unidade de destilação, tem HDT, tem coque, componentes, etc. Tem inúmeros equipamentos com custo de manutenção mais alto, custo de operação mais alto.

Isso, em alguma medida, deverá acontecer, sim. Mas as metas que nós temos trabalhado são para buscar produtividade e racionalização de modo que isso seja bastante mitigado.

Fernando Vale:

OK. Muito obrigado.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Lucas Brendler, Banco Geração Futuro:

Bom dia. A minha pergunta é mais voltada ao preço de realização médio da Petrobras. Segundo o Almir mostrou no gráfico da página dez, à direita, percebemos que o PMR da Petrobras já vem praticamente há seis meses trabalhando acima do que vemos nos Estados Unidos. Qual é o tempo médio, ou quanto mais podemos esperar em termos de intervalo para que seja tomada essa decisão de ampliar os preços dos combustíveis?

Porque no 1T já tivemos um prejuízo vindo do Abastecimento, principalmente por conta desse fator. E como já temos pouco mais de meio ano trabalhando nessa defasagem de preço, eu queria ter uma idéia de qual seria esse intervalo médio de tempo que vocês trabalham para fazer este reajuste. Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Só para lhe dar uma ideia para completar a informação, o último reajuste de preço que nós fizemos foi em junho de 2009, estamos agora para completar dois anos. Neste período, como você pode ver no próprio gráfico, na época fizemos um ajustamento; o spread entre o que nós estávamos vendendo e o internacional estava bastante alto. Fizemos o ajustamento, e este ajustamento trouxe para muito próximo da curva do mercado internacional, com grande estabilidade na nossa.

Então, o período não é pré-determinado. Ele depende da situação, da visão sobre o mercado. Não temos um prazo pré-determinado, é mais olhar o contexto e ver se cabe um reajuste ou não.

Lucas Brendler:

OK. Obrigado.

Operadora:

Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Passo a palavra para o Sr. Almir Guilherme Barbassa para os seus comentários finais.

Almir Guilherme Barbassa:

Queria agradecer mais uma vez a presença de vocês neste evento e convidá-los para o próximo, quando esperamos ter resultados tão bons quanto estes. Muito obrigado, e um bom dia a todos.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2011 17 de maio de 2011

Operadora:

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, ou pelo telefone (55 11) 2188-0155, código Petrobras.

Isso conclui a teleconferência de hoje. Muito obrigada pela sua participação, 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."