



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Moderador: Bom dia a todos, bem-vindos. É com satisfação que nós recebemos, pelo 6º ano consecutivo, a Petrobras para mais esta apresentação. A empresa continua dando reiteradas mostras de transparência e de proximidade com o mercado. Aqui, nos acompanhando na mesa, hoje, Mariângela Tizatto, que está à minha direita, é Gerente Geral de Contabilidade da Empresa. Theodore Helms, Gerente Executivo de Relações com Investidores, está aqui à minha esquerda. Também o Marcos Menezes, que é o Gerente Executivo de Contabilidade, pessoal que acompanha com bastante frequência as discussões todas sobre o setor, principalmente agora nesse processo de convergência que nós estamos vivendo, tanto ele como a Mariângela. E Almir Barbassa, Diretor Financeiro de Relações com Investidores, a quem eu passo a palavra para suas considerações iniciais e desenvolver a apresentação.

Theodore Helms: Vamos dar início a mais uma reunião pública da Apimec da Petrobras com analistas e investidores para discussão dos resultados relativos ao 1T09 apurado em conformidade com a legislação societária brasileira. O evento de hoje está sendo transmitido ao vivo pela Internet no nosso site www.petrobras.com.br/ri, e também pode ser acompanhado via teleconferência no número 55 11 2188-0188, código Petrobras. Antes de prosseguir, eu gostaria de esclarecer que esta reunião está sendo gravada e gostaria de solicitar sua atenção especial ao slide número dois, que contem o aviso aos acionistas e investidores. As palavras *acredita*, *espera* e similares, relativas a 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 a legislação societária brasileira e que estaremos impossibilitados de discutir questões relacionadas aos em USGAAP, o que será objeto de divulgação futura. Passo, agora, a palavra ao nosso diretor financeiro e de relações com investidores, Almir Guilherme Barbassa, que fará os comentários iniciais sobre os destaques operacionais e financeiros da Petrobras e principais eventos ocorridos durante esse trimestre. Posteriormente, estaremos respondendo as questões que eventualmente sejam formuladas. Por favor, Almir.

Almir Barbassa: Bom dia a todos, agradeço a presença de todos em mais essa discussão e apresentação dos resultados do 1T09 da Petrobras.

Nós temos aqui uma fotografia muito importante. Para o momento, e eu acredito que vai se tornar simbólica na história da Petrobras. É um navio que está extraíndo o primeiro óleo da região do pré-sal da bacia de Santos. Nós estamos fazendo um teste de longa duração usando este navio, e a produção foi iniciada agora no início de maio. Este navio, como nós vamos explicar mais em detalhes, vai permanecer durante seis meses nesse poço. O navio tem capacidade de processar até 30.000 barris, a gente ainda está processando um pouco menos por causa da limitação da queima de gás. Vamos estar produzindo no máximo 14.000, 15.000 barris por dia desse poço, e ele vai produzir uma série de informações super importantes para a produção futura a partir desse novo horizonte que é o pré-sal. Daí a importância de a gente trazer essa fotografia para vocês. Mas como já falamos aqui, o Ted já ressaltou a questão do aviso que devemos fazer para que não tomem as nossas projeções como dados definitivos, vamos, então, passar a um segmento importante da



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Petrobras que é a produção. A produção é que lidera o caminho da Petrobras e nós tivemos, desde o ano passado nessa mesma época, um crescimento de 7% na produção da Petrobras. E desde o último trimestre a produção cresceu 3%. Esse crescimento foi devido à instalação, principalmente a instalação de novas plataformas de grande capacidade de produção que ocorreu ainda em 2008 e também agora em 2009. Particularmente a P52 e P54 em 2008, que já estão na sua fase final de crescimento da produção, e a P51, P53 e Cidade de Niterói, que estão na sua fase inicial, que ainda têm um espaço bastante grande para produzir petróleo na medida que novos poços são interconectados com essas plataformas. Nós, de certa forma, tivemos a nossa produção limitada em virtude da menor demanda de gás ocorrida no País nesse período, e essa redução de demanda de gás se deu por dois motivos: pela redução da demanda de energia elétrica, ou melhor, pela maior capacidade hidroelétrica disponível no país naquele momento, portanto a energia termoeletrica não foi demandada no período; e também por causa do setor industrial, que teve uma redução de atividade. Por isso, o consumo de gás foi menor. Houve também uma certa substituição do gás por óleo combustível, porque o gás, principalmente o nosso gás importado, tem uma fórmula de preço com defasagem no tempo. Ele carrega o preço do petróleo dos últimos seis meses, então como houve uma queda muito rápida no preço do petróleo, o preço do gás ainda era mais caro do que o preço do óleo combustível, que tem o seu preço atualizado momentaneamente. Dessa forma, o óleo combustível se tornou mais barato do que o gás e foi substituído para o gás. Com isso, consumido menos gás, nós tivemos que produzir menos também, por falta de demanda. Isso teve consequência na produção total. Mas essa demanda de gás está sendo retomada. Em virtude da maior seca que está ocorrendo no Sul do País nós já estamos produzindo mais energia elétrica através da geração térmica e maior demanda de gás está acontecendo. Com maior demanda de gás, nós vamos ter mais produção de gás aqui no mercado doméstico, também devemos aumentar a importação, mas com o aumento da produção, nós vamos ter um efeito sobre o custo médio de produção, esperado para o 2T, 3T do ano, se essa demanda continuar. Essa queda na produção no 1T de gás afetou também o nosso custo médio de produção do período, mas mesmo assim, nós vamos ver que tivemos um bom comportamento em matéria de custos. Para finalizar nós temos aqui um recorde de produção de líquidos no Brasil, que já é superior à meta prevista para o ano, que é 2,05 milhões de barris.

Continuando, mostrando de onde é que virá a produção dos próximos períodos, o crescimento de produção, a gente tem essas três plataformas com capacidade de 460.000 barris que no 1T produziu apenas 99.000 barris por dia. Então, a capacidade de praticamente mais 360.000 barris ainda está por ser desenvolvida, para ser acrescida e aumentada a produção, na medida em que novos poços sejam conectados às plataformas. Não ficaremos só nessas três; temos duas novas, a do Campo de Frade e a do Parque das Conchas. Esse campo aqui é operado pela Chevron, esse aqui é operado pela Shell, e nós temos participações em cada um deles. Essas duas plataformas deverão ter iniciada a produção no 2T deste ano e no 3T, portanto vão contribuir com mais produção para a Petrobras também. E aqui, nós temos o teste de longa duração que está sendo feito em Tupi. Foi inicializado nesse poço onde vai ficar por seis meses. Depois ele se move para um outro poço, que vai ser perfurado, fica seis meses, e volta para esse aqui mais três meses. Com isso nós vamos coletar uma série de informações importantíssimas para o



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

desenvolvimento futuro do pré-sal, que tem uma série de desafios aí a serem enfrentados ao longo do período. Pré-sal é sem dúvida a nova fronteira, o aspecto que mais tem atraído atenção dos fatos descobertos da Petrobras, mas não é só de pré-sal que nós vivemos. Nós temos feito outras descobertas no pós-sal também. Aqui nós temos uma lista delas nos últimos dois anos. Nós temos aqui oito descobertas, o que dá em média uma descoberta a cada três meses no pós-sal. Se você juntar as descobertas havidas nesse período no pré-sal temos uma descoberta a cada dois meses ou a cada um mês e meio. São diferentes lâminas d'água, óleo leve em sua maioria, ou condensado. Excelentes descobertas que temos aí com o desenvolvimento em andamento e que em breve estarão contribuindo para a meta de produção da Companhia. O E&P ao produzir, vende ou transfere para o abastecimento e refino por um preço determinado internamente, que é o preço interno de transferência, e tem um deságio sobre o Brent, já que o Brent é um óleo mais leve do que o que nós produzimos em média. Com isso essa defasagem varia no tempo, e no último trimestre nós tivemos um período de inflexão no preço do petróleo. Atingimos o fundo do vale, e nesse fundo de vale é que geralmente os óleos mais pesados são deixados mais de lado. Perdem mais valor. Então, houve ali um crescimento no deságio, mas agora, com a recuperação dos preços, e o petróleo subiu o Brent desde o final de março, já subiu 22%, só nos últimos dez dias subiu 10%, por aí, nós temos um estreitamento acontecendo para o 2T. O importante a mostrar aqui para os senhores é o comportamento dos custos da Petrobras. Nós tivemos um excelente resultado nesse trimestre, fruto desse crescimento de produção que acabei de mostrar para vocês, com a manutenção do preço de três derivados: gasolina, diesel e GLP, no mercado brasileiro e também com a redução de custos que nós tivemos na operação da Companhia. Um dos custos que reduziu, como vocês podem ver aqui, é o custo de produção, que medido em USD já vem caindo desde o 3T, refletindo essa queda geral havida na economia global. Em Reais, começou a decrescer agora no 1T, e a gente espera que essa seja uma tendência. Vamos ver o comportamento do 2T, mas tudo indica que isso deva ser uma tendência. Nós assistimos um crescimento de preços aqui o ano passado. Estávamos enfrentando uma inflação de custos e a discussão principal do ano passado era: até onde vai? Onde vai parar isso? Vai reverter? Parece que nós chegamos no final. Aqui estamos no processo agora de reversão, e naturalmente a participação governamental teve uma redução substantiva porque é diretamente —linkada ao preço do petróleo internacional, e com a sua queda, conforme está mostrado aqui, a participação governamental caiu significativamente. A questão do preço aqui no Brasil, o preço praticado no Brasil, quando a gente olha em Reais, nós tivemos uma estabilidade bastante grande se comparada com os preços do mesmo cesto de produto, quando medidos no mercado americano. Então, a flutuação aqui em USD aconteceu a mesma coisa, quando comparado o preço interno do Brasil, é menor a flutuação do que lá fora. E isso é o objetivo da nossa política, não trazer para o mercado doméstico essas flutuações, eliminá-las sempre que for possível e ajustar mais no longo prazo, quando realmente nós sentirmos que o preço mudou de nível. O consumo aqui interno caiu. Caiu o consumo de gás, conforme eu já mencionei, por razões de relação térmica e industrial, queda de atividade industrial, mas também caiu a demanda de derivados. Dentre os derivados, o óleo diesel é o de maior participação na demanda doméstica e ele caiu 6% desde o 1T do ano passado. No 1T08 foi usado muito óleo diesel para gerar energia elétrica. Isso aumentou a demanda, o que não aconteceu neste trimestre. E também o percentual de biodiesel adicionado ao diesel cresceu de 2%



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

para 3%. Só isso foi responsável por uma redução no consumo de diesel de 7.000 barris por dia. É 1% daquela demanda lá. É um volume expressivo. Além da natural retração industrial, queda na atividade econômica que também acaba reduzindo. Dos outros, o mais significativo é mesmo o gás, que nós já discutimos a razão da queda. O balanço exportação/importação melhorou. Melhorou em termos físicos, que saiu de 7.000 barris, negativo, para um balanço positivo de 100.000. Somos exportadores líquidos de 100.000 barris por dia nesse 1T. A tendência provavelmente é aumentar em virtude do crescimento da produção. Vamos ver a reação na demanda doméstica também, que pode absorver parte do crescimento da produção. Mas financeiramente, nós tínhamos um déficit de R\$775 milhões, também houve um progresso muito grande. Caiu para R\$150 milhões esse balanço negativo. Então, nós temos aí variações entre óleo e derivados com decréscimo da nossa exportação. Enquanto no ano passado a gente exportou quase 260.000 barris por dia de derivados, aqui nós exportamos menos e importamos menos, também. Quero dizer, nós estamos produzindo, nesse período, produzimos nesse período a partir do nosso óleo aqui mais derivados para atender o mercado doméstico. É que com o crescimento da demanda o ano passado, particularmente de diesel, por causa de geração – e diesel é um produto que a gente mais importa – nós tivemos que crescer muito a importação de diesel no ano passado para atender, entre outras coisas, o uso térmico desse diesel. Este ano conseguimos manter um saldo positivo, reduzindo a importação também desses derivados. Vamos ver o lucro operacional, que teve um desempenho fantástico entre o 4T do ano passado e o 1T09, passando de R\$ 4,7 bilhões para R\$ 10,2 bilhões, com 117% de aumento. Conforme nós já falamos, a receita líquida caiu por causa de preço, particularmente preço da exportação e preço daqueles produtos que nós vendemos aqui também —linkados com ajustes próximos, ajustes mais periódicos, períodos mais curtos, como óleo combustível, nafta, querosene de aviação etc. Então, com isso houve uma queda na receita.

Entretanto, os custos da Companhia foram menores. E foram menores por quê? Pagamos menos pelo óleo importado, mas também reduzimos os nossos custos operacionais e nós tivemos custos de produção, nós reduzimos, conforme já visto, e nós tivemos a redução na participação governamental, conforme já explicado também. E as nossas despesas operacionais também reduziram nesse trimestre, quando comparado com o anterior. Desta forma, elevamos o nosso lucro operacional. O lucro líquido, que passou de quase R\$ 6,2 bilhões para R\$ 5,8 bilhões; não é muito grande a diferença, mas os fatores que influenciaram, principalmente o grande contribuinte para esse lucro que é maior do que o lucro operacional do trimestre, foi o resultado financeiro do 4T. Resultado financeiro oriundo de variação cambial, principalmente. Tivemos também ganho de hedge naquele trimestre, proteção que fizemos em operações comerciais, que nos deu resultado positivo. Então, elevou esse resultado aqui. E esses elementos não aconteceram neste trimestre. Ao contrário. O financeiro deste trimestre foi negativo, porque a variação cambial teve movimento no outro sentido. Enquanto houve uma depreciação do Real no 4T, nós já tivemos uma pequena apreciação nesse trimestre. E também, a dívida da Empresa cresceu, e nós estamos pagando mais juros. Aqui no caso apropriando o custo, porque nem tudo foi desembolsado. Daí nós temos esse efeito do resultado financeiro. Tivemos também uma variação positiva quando a gente compara os *impairments*, a perda de valor recuperado de artigo. Perda reconhecida por não... em certos ativos a preços correntes a



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

gente não antecipa que vamos... o valor presente do fluxo futuro do caixa desses ativos não dá para pagar o valor do ativo. Aí a gente tem que fazer uma provisão para perda. A provisão para perda do final do ano foi muito maior do que a feita agora no início do ano, embora tenha havido também uma provisão no início desse trimestre. Isso contribuiu também positivamente. E os impostos aqui, que no 4T nós tivemos juros sobre capital próprio. Juros sobre capital próprio entram como despesa e reduzem o imposto devido no trimestre. E nesse trimestre não ocorreu isso. Dessa forma nós tivemos um aumento do imposto no trimestre. E participação de acionistas minoritários, que também é um efeito da desvalorização cambial que lá no 4T teve uma contribuição e neste trimestre a contribuição foi ao contrário. Dessa forma reduziu o resultado. Mas R\$ 5,8 bilhões é um resultado ainda considerável. No cenário global é um excelente resultado para a Empresa. Olhando agora os segmentos nós temos aí o E&P, que foi o que sofreu mais, perdeu aqui pela queda no preço. E também teve as plataformas que entraram em produção. Quando se coloca uma plataforma dessas de 180.000 barris por dia e que tem uma capacidade de estocar até 2 milhões de barris, ela começa a produzir e vai ficando dentro desse estoque da plataforma. Então o E&P produziu mas não vendeu. A gente ficou com estoque.

Aí por isso tem esse efeito na receita que vendeu menos. Não vendeu toda a produção, mas o óleo está lá. Tem um efeito no custo médio, já que caiu a participação especial em virtude do preço internacional e caiu também o custo de produção, o *lifting cost*. O volume também, por causa de um volume menor vendido, você tem aqui um custo de CPV, custo do produto vendido, menor. E despesas operacionais, nós mostramos que houve uma queda, portanto tem aí uma contribuição, mas houve uma redução significativa de R\$ 7,8 bilhões para R\$ 3,6 bilhões, que deverá estar se recuperando nesse 2T em favor do E&P na medida em que o preço do petróleo se ajuste ou cresça um pouco mais e volte a patamares melhores. O abastecimento, por outro lado, mostra uma figura bem ao contrário. Tudo que vale para o E&P vale para o *abast* com sinal contrário. O E&P vendeu a preço menor, o *abast* comprou a preços menores e teve o preço doméstico do diesel, gasolina e GLP mantidos. Quer dizer, esse benefício foi inteiramente para o *abast*, e aqui no efeito custo, que é o maior, já que isso aqui compensa esse aqui, nós tivemos queda, o efeito preço aqui principalmente por causa da exportação. Perdeu-se aqui no preço da exportação, mas teve um grande ganho no custo da matéria-prima do refino. E as despesas operacionais do refino também tiveram uma excelente performance com queda. Dessa forma, eles passaram de prejuízo no 1T do ano passado, para o lucro de R\$ 7 bilhões. Daí a vantagem de uma empresa integrada. A soma mantém ainda o saldo entre a E&P e *abast* bastante elevado. As outras áreas tiveram performance também melhorada, como pode ser visto no gás e energia, que tivemos aqui uma perda para 100 milhões, reduziu mais 100 milhões o resultado negativo, caminhando para um equilíbrio fruto do aumento da disponibilidade de gás e redução das penalidades que a gente vinha pagando por ter contrato e não ter condições de atender por falta da infraestrutura para entregar o gás onde a gente precisava. Na área internacional também teve uma melhoria significativa. Tivemos aí uma produção crescente, com o início no ano passado do Agbami, mistura esses dois aí, e o outro vai entrar, já entrou este ano. Então nós vamos ter uma produção crescente lá na Nigéria, que deverá atingir uns 60.000 barris por dia antes do final do ano. E ausência de provisão para perda de estoque, coisa que aconteceu o ano passado. Este ano foi, ocorreu, mas em menor valor. A distribuição esteve



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

praticamente constante, teve uma pequena mudança principalmente fruto de margens mais apertadas. O mercado ficou mais restrito, vendeu-se menos, a concorrência aumentou, a margem caiu e isso refletiu na distribuição. Mas nós mantivemos o nosso nível de investimento. Aliás, não mantivemos, nós crescemos aceleradamente o investimento quando comparado com o 1T08 em 41%; saímos de R\$ 10,2 bilhões no ano passado para R\$ 14,4 bilhões em um trimestre. Isso aqui, quando a gente brinca que nós investimos US\$ 100 milhões por dia, todo dia, inclusive sábado e domingo, está aqui refletido. É realmente muito investimento, e importante aqui é que mais de 50% de crescimento em relação ao ano passado é no E&P, que é o nosso carro-chefe, que aumenta a produção e faz o restante da Empresa funcionar. E que nós tivemos uma geração de caixa também significativa, quando comparada com o ano passado. R\$ 13 bilhões para um investimento de R\$ 14 bilhões é uma geração de caixa muito boa no período, o que está contribuindo para a realização desses investimentos e que vão sustentar a nossa produção no futuro.

A nossa estrutura de capital não se modificou, a nossa alavancagem permaneceu a mesma, embora a gente tenha tido, nesse período, uma atividade grande em termos de captação. Nós captamos no mercado internacional US\$ 1,5 bilhão, que se destinam a substituir aquele empréstimo-ponte que nós obtivemos em seis bancos, no valor de US\$ 6,5 bilhões. Então essa foi a primeira transação feita, muito bem recebida. Tivemos uma demanda superior a US\$ 5 bilhões, fechamos a captação em US\$ 1,5 bilhão e agora, no futuro, à medida que melhorem as condições ou as boas condições se mantiverem, que atualmente estão bastante boas, nós podemos acessar novamente, nossa meta é em dois anos substituir esse empréstimo-ponte de US\$ 6,5 bilhões, sendo US\$ 1,5 bilhão já realizado, faltam US\$ 5 bilhões. Além disso, nós tivemos, mais recentemente, uma concessão de um crédito do Ex-Im Bank de US\$ 2 bilhões, é o banco de importação/exportação americano, US\$ 2 bilhões para financiar as nossas compras. Como nós somos o maior importador do Brasil, importamos também equipamentos, serviços e tal, temos aí garantia de uma boa parte dessas importações. E a maior parte do dinheiro entrado em caixa, e esses US\$ 6,5 bilhões não entrou na sua totalidade, entrou cerca de US\$ 3,5 bilhões, ainda faltam... até este momento aqui tinha entrado cerca de US\$ 2 bilhões. Até agora já entraram US\$ 4 bilhões, US\$ 4,5 bilhões e ainda faltam cerca de US\$ 2 bilhões para entrar este mês. Mas mesmo assim a nossa disponibilidade total no final do período era de US\$ 19 bilhões, crescendo aqui em relação aos US\$15 bilhões anteriores. Estamos confortáveis, nosso plano de investimento está inteiramente financiado para este ano. Estamos em fase final de negociação com o BNDES, que vai nos emprestar R\$ 25 bilhões a prazos bastante longos, 20 anos de prazo, prazo médio de 14 anos, de forma que o financiamento do investimento para este ano já está garantido. E na medida em que preços de petróleo subam ou custos de equipamentos, serviços, caíam, nós já passamos uma parte para o ano que vem porque os preços estimados do nosso investimento são preços do 2S do ano passado e o petróleo, nós trabalhamos com o petróleo para este ano de US\$ 37. À medida em que realizamos a um preço maior, mais caixa é gerado na Companhia. É o que eu tenho neste momento e caso vocês tenham perguntas, eu e os meus colegas estaremos à disposição para respostas. Muito obrigado.



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Moderador: Obrigado, Almir, pela apresentação. Como disse no início, essas apresentações têm sido muito freqüentes no caso da Petrobras, e com essa reunião completam-se seis anos consecutivos de apresentações aqui junto à Apimec, e com o propósito de marcar essa data eu gostaria de estender à Companhia, na pessoa de seu Diretor Financeiro, Almir Barbassa, o nosso Selo de Assiduidade, que comemora justamente seis anos de apresentação consecutivos, o Selo Prata. Antes de passar à sessão de perguntas e respostas propriamente dita, eu gostaria de fazer alguns avisos para quem nos acompanha aqui no auditório e também para quem nos acompanha também pela Internet. Para quem nos acompanha aqui no auditório, eu gostaria que aqueles que forem fazer perguntas, em primeiro lugar se identificassem, segundo e meramente esperasse o microfone, já que há uma transmissão pela Internet, então isso é imprescindível, e terceiro e meramente com o propósito de que todos tenham oportunidade de fazer as suas perguntas, eu pediria que cada pessoa fizesse duas perguntas de cada vez de maneira sucinta. Para quem nos acompanha pela Internet, nós teremos respostas às questões que eventualmente sejam feitas por aqueles que nos acompanham desta maneira e nós solicitamos que no caso de haver necessidade de fazer pergunta, que os internautas digitem *1 para que possamos identificá-los, e da mesma forma que aqueles que nos acompanham pelo *webcast* encaminhem perguntas a qualquer momento pela própria plataforma, no ícone —pergunte ao palestrante—. Então, está iniciada a sessão de perguntas e respostas.

Subhojit Daripa, Morgan Stanley: Bom dia, tenho duas perguntas, na realidade tenho algumas perguntas mas vou me ater a duas. Uma é que há uma semana o senhor mencionou a possibilidade de que caso a tese de capitalização nas áreas de pré-sal dentro da Petrobras não acontecesse, que uma possibilidade de aumento de capital futuro seria necessária. Poderia discutir um pouco essa questão no âmbito de quais circunstâncias a Petrobras necessitaria fazer um aumento de capital e porventura qual seria o momento adequado para que isso seja feito? A segunda questão é com respeito à produção doméstica. Como o senhor mencionou, a Petrobras atingiu já em termos de produção recorde a meta do ano. Obviamente não dá para extrapolar isso lá na frente, existe a questão dos limites de campos naturais etc. Mas eu queria entender que dentro desse *rate* que vocês colocam da meta, mais ou menos 5%, se vocês tem hoje uma expectativa de que essa meta ao final do ano pudesse ser até revisada para cima, dado o resultado que vocês viram até agora? Obrigado.

Almir Barbassa: OK. Obrigado pelas perguntas. Quanto a possíveis aumentos de capital, o que ocorre é que na consideração que eu fiz sobre esse tema, eu emiti a minha opinião sobre a necessidade, no caso de termos a necessidade de aumento de capital, me parece que a melhor alternativa para a Companhia seria essa de aporte de reserva. Não mencionei prazos e nem condições. Naturalmente elas dependem da execução do plano, da implementação do plano, dos custos de implementação desse plano e do preço de petróleo que nós vamos vender. São variáveis bastante fora do nosso controle e que terão impactos a médio prazo, eu diria, porque o ano de 2009, conforme eu expliquei, está inteiramente financiado, o ano de 2010 já está, na sua grande parte também financiado, já está garantido. Portanto essa preocupação é mais para futuro, se caso, em virtude de preços, em virtude de custos, a gente venha a ficar numa situação próxima daquela que nós não desejamos, que



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

seria uma situação que não possamos manter confortavelmente o *investment grade* – essa é uma meta nossa, *investment grade* é fundamental para a Companhia – então vamos pensar em um aporte. Mas não temos prazo, não temos nenhuma definição tomada.

Com respeito à produção, nós ultrapassamos a produção de líquidos no Brasil, esperamos continuar esse crescimento, mas deve-se lembrar que até maio ela esteve abaixo dos 2,05 milhões. Então temos que fazer primeiro a compensação para que a média, quando nós colocamos a meta de 2,05 milhões, é média. Vamos ver o crescimento daqui para a frente como é que fica para que essa média seja atingida e mantida. E como a gente anunciou, essa média tem uma flexibilidade de mais ou menos 2,5%. Portanto eu acho que estamos dentro da meta, mas tem o Molinari aqui, caso ele tenha alguma coisa a acrescentar, por favor, que o faça.

Eduardo Molinari: Gostaria de acrescentar que esse recorde mencionado pelo diretor Almir é um recorde de produção diária, quer dizer, em um único dia. Só para mencionar, o último recorde foi obtido no dia 4 de março, 2,013 milhões de barris por dia. E agora, 4 de maio, 2,059 milhões. É em um único dia, é um recorde diário de produção.

Prof. Nunes, Rever: A empresa Rever, não vou explicar aqui, tem alguma coisa em rever conceitos, hábitos etc. Só para informação, parece brincadeira, mas pode ser pesquisada e comprovada. O governo japonês baixou uma determinação para que os seus executivos, em ambientes fechados, abolissem o uso de gravatas. Motivo: com isso uma redução média de 1,5 na temperatura, com menos uso de ar condicionado, evidentemente menos gasto e agredindo menos o meio ambiente. Duas questões: primeiro, em relação a diesel 50. Houve também uma determinação governamental e a Petrobras não pôde cumprir. Com isso há grande agressão ao ambiente. O diesel 50 é 10x menos poluente, vamos falar assim, do que o diesel 500, que é utilizado agora. Por que e quando vai ser realizada essa determinação, quanto que o Brasil importa? Uma parte o Brasil importa porque não produz. E a que custo? E em relação ao QAV, querosene da aviação. A Petrobras produz? O Brasil importa 100%? Há possibilidade de a Petrobras produzir? Outra questão, em relação ao gás da Bolívia. O famoso gás da Bolívia. O senhor disse que houve uma redução do consumo de gás... Não. É a segunda pergunta. A segunda pergunta é relativa à Bolívia. O senhor disse que houve uma redução no consumo de gás e evidentemente um resumo no consumo no gás importado da Bolívia. Como é que está a questão da Bolívia? Está realizada? Ela já está fechada? Há algum problema ainda na Petrobras em relação ao gás da Bolívia?

Almir Barbassa: A questão do diesel 50 e do seu uso no País, a Petrobras está estritamente de acordo com a lei. Ela cumpriu, ela não deixou de cumprir o que ela prometeu e que era demandado dela. Isso foi motivo de acordo na justiça e a Petrobras prometeu, a partir de 1º de janeiro deste ano, disponibilizar esse diesel para frota de transporte de grandes cidades, e está disponibilizando. O problema não se restringe à Petrobras. O problema também, para se ter uma solução final, nós temos que ter uma frota adequada para que o uso desse combustível gere os resultados esperados. Se você botar esse combustível em uma frota inadequada, o efeito é praticamente zero. A questão do



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

querosene de aviação, eu não tenho dados, não sei se o Gilberto terá. Vou passar a ele a palavra para complementar ou informar.

Quanto à Bolívia, o que houve com a queda da demanda do gás, nós reduzimos a demanda de gás da Bolívia de 30 milhões, quase 31 milhões de m³ por dia para cerca de 19 milhões de m³ por dia. Nós não paramos de importar da Bolívia, não. Nós temos até um compromisso *take or pay*. Ou eu retiro o gás ou, de qualquer jeito, eu tenho que pagar por ele. Então, nós continuamos retirando, agora estamos retomando, estamos crescendo a importação da Bolívia, então tudo continua funcionando dentro do que é previsto e admissível dentro do contrato de compra que nós temos com a Bolívia. Nada foi excepcionalizado, nada saiu dos níveis desse contrato. Gilberto, você quer complementar?

Gilberto: A Petrobras produz o querosene de aviação, ela importa uma pequena parte do nosso consumo. Esse 1T09 nós importamos 16.000 barris contra 29.000 barris no 1T08, e isso é feito dessa forma por questões de indicação econômica. Na verdade, muitas vezes é vantagem você fazer uma pequena importação para suprir o mercado interno complementando a produção. Mas a Petrobras tem condições de produzir todo o QAV que o Brasil consome.

Participante: Primeiro eu queria cumprimentar a apresentação que eu achei talvez uma das mais claras que eu assisti ultimamente. A minha pergunta se refere a política de hedge. O hedge efetuado pelas empresas no nosso mercado e também em outros países tem resultados e efeitos diversos, desde estabilidade de algumas empresas, como desestabilização em outras. Em função disso, se fosse possível, gostaria de saber quem decide, qual órgão dentro da Petrobras que decide a política de hedge, quem implementa, quais são os instrumentos e os valores envolvidos.

Almir Barbassa: Nós temos, na Petrobras, um comitê de risco. Nós avaliamos todos os riscos que a Companhia está correndo e as proteções que ela está buscando no mercado, e coordenamos isso de uma forma centralizada. Todas as operações nossas de comercialização, por exemplo, nós temos escritórios em Londres, em Houston, em Singapura, e em Tóquio, que é mais localizado, e na Argentina, além aqui do Brasil, onde fica o coração do sistema. Tudo isso é feito coordenadamente para que não se tenha posições defendidas em que em outro lugar você está desfazendo ela, que você tenha uma coordenação, avaliação do risco e coordenação das posições protegidas. Ao mesmo tempo, nós não fazemos especulação; isso é um princípio da nossa política de hedge, nós não especulamos, não tomamos posição no mercado que não tenha cobertura de uma transação física.

E nós não —hedgeamos preço de petróleo como a nossa produção, por exemplo. Nós trabalhamos com hedges nas áreas comerciais, se eu compro uma carga de nafta na Arábia Saudita e ela vem para o Brasil e daqui do Brasil isso resultará em uma exportação de gasolina, então eu já vendo a gasolina porque se eu esperar esta nafta chegar no Brasil vai demorar vinte dias e mais vinte dias para a gasolina sair do Brasil e chegar no seu destino. Então, entre a compra da nafta e a realização final do preço da gasolina eu tenho



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

quarenta dias e isso pode ser um mundo, pode ser uma eternidade em termos da volatilidade que eu tenho hoje. Então o que eu faço: eu compro a nafta e vendo a gasolina a futuro, garantindo a minha margem de negócio de forma a não ter risco dentro da atividade comercial que possa reduzir os ganhos da sua atividade, mas não faço especulação quanto ao futuro. Essa é a nossa política. No nosso balanço, nós temos uma nota detalhando todas as nossas posições com análise de *stress* sobre elas, caso haja variações para mais ou para menos do preço. Tudo claramente exposto.

Marcos Siqueira, Deutsche Bank: Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas com relação ao balanço. Eu notei que no trimestre teve um leve aumento do indicador dívida líquida/capital líquido, eu gostaria de saber qual é o teto deste indicador levando em consideração a manutenção do grau de investimento. Em segundo, para 2010 a pergunta é: qual o indicador? Dívida líquida/capital líquido teve uma subida ligeira no trimestre; eu gostaria de saber qual o teto que vocês vêm para este indicador levando-se em consideração a manutenção do grau de investimento. A segunda pergunta, quando a gente pensa em 2010, a gente nota que a eliminação da Petrobras das contas primárias do Governo já entra em efeito nesse ano de 2010. Eu gostaria de saber qual o impacto prático desta nova regra, se você tem uma necessidade de manutenção de caixa menor, então a Petrobras vai precisar de menos empréstimo. Qual é o impacto desta regra?

Almir Barbassa: Quanto a nossa alavancagem, dívida líquida/patrimônio líquido, a nossa meta é ficar entre 25% e 35%. Conforme nós mostramos, o trimestre foi concluído com 26%. Estamos no limite inferior da meta. A questão da exclusão da Petrobras do cálculo do resultado primário do Brasil vai deixar a Petrobras com mais flexibilidade. Nós podemos administrar mais livremente o nosso caixa e isso vai ser bom para a Empresa, mas eu não tenho a avaliação, até porque o ano de 2010 está excluída a Petrobras, mas no ano de 2009 ainda não saiu o decreto, estou aguardando, mas nós vamos, certamente, ter na operacionalização da nossa tesouraria, do nosso caixa, muito mais flexibilidade, o que é muito bom para a Empresa, que tem volume de investimento, conforme vimos.

Moderador: Só um aviso antes da próxima questão: nós temos algumas questões entrando pelas outras mídias, por telefone, por *webcast*, então após a próxima pergunta, nós vamos dar um pequeno espaço para que nós possamos também acolher as perguntas e depois retornamos às questões do auditório. Por favor.

Participante 2: Eu gostaria de saber se as demonstrações contábil e financeira, se estão totalmente aplicadas pela lei nova, a 11.638, porque ano passado, segundo informação, não estava totalmente aplicado. Segunda pergunta, eu gostaria de saber o valor do lucro por ação dentro desta demonstração, qual o valor que representou?

Almir Barbassa: Você poderia repetir? O som aqui para nós está um pouco prejudicado, está tudo voltado para lá, o som fica meio ruim. Você poderia repetir, por gentileza?

Participante 2: Eu gostaria de saber se esta demonstração contábil e financeira está já aplicada a esta nova legislação 11.638. Porque a última reunião que nós tivemos em 2008



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

ainda não estava sendo aplicada à legislação, estas demonstrações. Em segundo, eu gostaria de saber, através desta demonstração, o lucro por ação.

Almir Barbassa: A demonstração já é feita integralmente de acordo com a nova regra, lei 11.638, e todos os procedimentos ditados pela CVM. Já no final do ano passado nós apresentamos dois resultados; um resultado segundo a lei 6.404 e o resultado segundo a nova lei. No caso da Petrobras, a diferença foi muito pequena porque o resultado do ano, segundo a nova lei, foi R\$32,9 bilhões e, segundo a lei 6.404, que era a forma antiga, era de R\$33,8 bilhões, então diferença de R\$900 milhões em um valor de R\$33 bilhões. Então, a diferença foi muito pequena. Agora no trimestre a gente não faz mais cálculo sobre a égide da lei 6.404, só aplicamos a 11.638, que é o conceito de IFRS aplicado ao Brasil. E o que nós fizemos foi pegar o 1T08, que tinha sido contabilizado segundo a lei 6.404, e ajustá-lo para a nova regra, para fazer comparação em condições de igualdade. Por isso o nosso pessoal de contabilidade trabalhou muito neste período para fazer este trabalho. Sobre lucro, no 1T09 foram R\$0,66 por ação, já feito o desdobramento da ação o ano passado, que dividimos uma em duas. Próxima, por favor.

Moderador: Vamos, então, dar continuidade para as perguntas chegando por outras mídias, que são feitas por Luis Otávio Broad, da corretora Ágora, e Gustavo Gaspar, do UBS, nesta ordem.

Luis Otávio Broad, Ágora: Bom dia a todos. Eu queria saber quando deve acabar a perfuração deste novo poço em Carioca, e se vocês já têm algum dado preliminar para passar para nós do teste de longa duração de Tupi? Obrigado.

Almir Barbassa: Luis Otávio, eu vou pedir aqui a ajuda do Molinari, porque eu não tenho a informação nestes detalhes. Por gentileza, Molinari.

Eduardo Molinari: Com relação a Carioca, na verdade começamos a perfurar o terceiro poço no BMS9. Nós temos, no BMS9, dois planos de avaliação. Um é o da própria área de Carioca e o outro é o Guará, que já temos também um poço perfurado. Este terceiro poço foi iniciado e esperamos concluí-lo em cerca de 60 dias. Com relação ao teste de longa duração de Tupi, o RJS646, nós apenas iniciamos no dia 1 de maio a produção. Agora estamos testando uma outra zona do reservatório, que é o Rift, e a nossa intenção é testarmos este poço durante seis meses, como já mencionado aqui. A nossa expectativa é uma produção média diária de 14.000 barris por dia, neste período.

Luis Otávio Broad: OK. Muito obrigado.

Gustavo Gaspar, UBS Pactual: Bom dia a todos. Eu queria primeiro confirmar se vocês estão conseguindo me ouvir direito.

Moderador: Pode fazer a sua questão.



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Gustavo Gaspar: Está bom. Eu tinha duas perguntas. A primeira, Barbassa, acho que é mais para você, tem a ver com o CAPEX da Empresa. Eu queria só uma indicação de vocês, como vocês acham que seria melhor a gente pensar no CAPEX da Petrobras este ano? Na época de divulgação vocês mencionaram que a Empresa iria investir este ano US\$28,6 bilhões, mas vocês também colocaram aquele número de R\$60,6 bilhões. Quando olhamos para o 1T, em Reais, vocês estão bem perto, e em USD, se você analisar o trimestre, ele fica na faixa de US\$25 bilhões. Quando vocês passam este *guidance*, vocês acham melhor a gente pensar nisso em USD ou a melhor forma de manter isso na cabeça seria em Reais?

Almir Barbassa: Nós temos nos orientado pelos R\$60,6 bilhões, e a nossa divulgação aqui é em Real porque é BRGAAP. Neste momento eu não teria nem como afirmar quanto foi o investimento em USD, porque eu não tenho apurado ainda, mas os US\$14,4 bilhões representam até agora cerca de 100% do que estávamos, portanto o desempenho do nosso investimento este ano tem sido bastante mais favorável, mais em linha com o projetado do que nos anos anteriores quando a gente trabalhava com a realização com cerca de 90%.

Gustavo Gaspar: Ótimo. A minha segunda pergunta, eu só queria uma confirmação. Se a gente olhar no *press release* tem uma menção a um impacto no CPV de R\$1,14 bilhão oriundos da contabilidade de custo médio. Como este número estava um pouco diferente, quer dizer, o número relacionado ao 4T08 estava um pouco diferente do número que tinha saído no *press release* do 4T08, eu só queria entender, na visão da contabilidade, se a gente realmente tivesse uma contabilidade —última a entrar, primeiro a sair— o resultado operacional teria sido mais ou menos R\$1,1 bilhão a mais? É isso que a gente deve entender?

Almir Barbassa: Eu vou passar aqui para o Alves que vai te responder esta questão.

Alves: Gustavo, está correto o seu raciocínio. Se você pensar em termos de EBITDA, o teu EBITDA seria acrescido em R\$1,1 bilhão. Quanto à diferença em relação à divulgação anterior, nós julgamos, na conversa com alguns analistas, que a informação não estava bem clara, então optamos por fazê-la de maneira mais objetiva colocando os efeitos diretamente no CPV. Qual o efeito do custo médio no CPV de cada período. A gente entendeu que desta forma ficaria mais objetivo. Mas o seu raciocínio em termos de EBITDA estaria correto. Nos dois períodos o EBITDA, se a gente utilizasse outro critério de avaliação de estoque, seria maior em ambos os períodos.

Gustavo Gaspar: Ótimo. Obrigado.

Moderador: Vamos voltar às questões do auditório, simultaneamente, e nós temos outras questões também vindo pela Internet e por telefone, as quais nós retornaremos depois.

Ricardo Cavanaugh, Raymond James: Bom dia. Minha pergunta está relacionada com o setor de abastecimento. Após um trimestre com alto nível na rentabilidade, qual a sua visão



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

com respeito às margens futuras baseadas nos segmentos de preços de gasolina, diesel e também de custos médios?

Almir Barbassa: Se eu entendi a pergunta, é a margem futura destes produtos que nós ajustamos a longo prazo?

Ricardo Cavanaugh: Sim. A margem do setor de abastecimento, especificamente.

Almir Barbassa: O abastecimento gerou um resultado muito bom no trimestre, fruto principalmente, do custo que ele teve, porque o mercado basicamente permaneceu preço de venda. Deste 1T09 se você comparar com o 1T08 foi exatamente a mesma coisa, R\$163 por barril, então o ganho do abastecimento veio pela queda no custo. E como é que vai se comportar o custo? Até agora pelo que podemos perceber, houve um aumento desde 31 de março, o Brent subiu 22% ou 24% já, e isso vai refletir no ganho do abastecimento, vai reduzir a sua margem em benefício do E&P. Mas como nós somos integrados a soma total não deverá ser afetada.

Ricardo Cavanaugh: Perfeito. Então, você comentou também a possibilidade de baixar os preços de diesel e gasolina nos próximos trimestres?

Almir Barbassa: Não. Nós vamos manter a nossa política e na medida em que a gente perceber... o que está acontecendo agora? Nós passamos pelo fundo do vale. Os preços estão recuperando. Ao recuperar, o preço que eu estou vendendo está ficando mais próximo do preço internacional. E essa tendência, se você olhar para o mercado futuro, é uma tendência que se consolida no mercado futuro; nós estamos com o preço futuro e contando. O futuro está mais alto do que o presente. Com esta tendência, é possível que este mercado continue a recuperar. Naturalmente vai depender da atividade econômica mundial, e uma série de outras variáveis, mas eu estou te dizendo em termos de tendências, e é a isso que nós acompanhamos.

Ricardo Cavanaugh: Obrigado.

Auro Rosenbaum, Bradesco: Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas. Uma eu vou retornar ao tema de aumento de capital, de uma forma até uma pouco qualitativa. Eu acho que esta discussão acaba gerando questões mais relacionadas ao próprio desenvolvimento de pré-sal. Um dos pontos de dificuldade em uma potencial capitalização com reservas seria a valorização destas reservas. E para isso, podemos até considerar, não tem empresas especializadas em fazer uma avaliação, seria uma até uma avaliação neutra; e a pergunta que eu tenho seria justamente com relação a isso. Neste momento, qual é a capacidade efetiva de se fazer uma avaliação concreta de reservas de pré-sal para poder dar andamento a uma operação deste tipo, ou, em quanto tempo se espera que o desenvolvimento de pré-sal permita que seja feita uma avaliação dessa com a precisão necessária?



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

A segunda questão, para já deixar concluído, diz respeito aos preços dos derivados. Temos visto de fato uma recuperação em preço de petróleo, com um pouco de recuperação em gasolina e um pouco de recuperação em diesel também, o que diminui, atenua o *gap* que a gente a gente vê nos preços dos derivados vendidos aqui no Brasil, preço de refinaria Brasil, contra o internacional. Se a gente partisse da suposição de que o diesel internacional mantivesse o *gap* que ele tem com gasolina, ou seja, hoje a gente deve estar com prêmio na casa dos 60% para diesel; e em gasolina atenuou bastante, a gente está por volta de uns 20% a 25%, como está hoje esta discussão dentro da Petrobras? Qual a perspectiva que se vê para redução considerando inclusive períodos passados? Na conta simples que fizemos de considerar o *gap* pelo montante de derivados vendidos, o prejuízo, o subsídio, ou qualquer nome que se possa dar a isso, que a Petrobras fez no passado recente, nos últimos três anos, na nossa conta já está coberto. A Petrobras já estaria até no lucro, então eu gostaria de saber também como está a visão de vocês nesse aspecto.

Almir Barbassa: Quanto à questão da capitalização, isso é um tema a ser definido pelo Governo, ele não depende da Petrobras. Qualquer coisa que falarmos aqui é apenas opiniões. Mas esquecendo o fato, se vai ou não haver a capitalização, só nos restringindo ao aspecto técnico da exequibilidade dela, a lei brasileira prevê a unitização de campos, e a unitização de campos é uma coisa que deve ser iniciada tão logo seja identificado pelo operador que um campo extrapola os limites da concessão. Nós temos até casos como estes no pré-sal, que nós já comunicamos ao ANP, que é o Iara. Então vai haver necessariamente uma unitização. O Governo vai ser um dos sócios daquele campo. E esse processo de unitização é bem regulamentado, tem muita prática no mercado internacional assim como há uma prática muito grande no mercado internacional de venda de reservas. Quando você fala de um aporte, você está falando de uma venda de reservas. Você tem dezenas de transações por ano dessa natureza, em vários estágios. Mas voltando ao processo de unitização, ele tem previsto neste processo a determinação de quanto vai caber a cada sócio; nesse momento eles estabelecem um prazo para daqui a dois, três anos, dependendo das condições, fazer o restabelecimento, e aí, à vista de dados mais definitivos. Portanto, isso tudo pode ser levado em consideração na hora de fazer uma avaliação de um ativo desta natureza, e têm outras possibilidades que eliminam ainda riscos de variação de cálculo de reserva, por exemplo ao invés de fazer um aporte baseado em percentual de reserva, pode-se fazer um aporte em unidades de barril, que se elimina totalmente este aspecto.

Mas novamente é bom se esclarecer que é um dado que foge à minha e à capacidade da Empresa de definir. Tanto a propriedade do bem quanto a decisão com o acionista controlador, o preço de derivados, realmente tem mudado muito. Só desde o início de maio, a gasolina dos EUA já subiu 17%. Agora eu não concordo de jeito nenhum com os números que você calcula. Os meus são bem diferentes deste. O diesel não está com esta defasagem de 60%. Eu não sei quais são os seus critérios e não quero discutir os meus com você porque isso é uma questão interna da Empresa, mas nós estamos muito diferenciados.



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Participante 3: Eu sou acionista e a minha pergunta tem a ver com a primeira pergunta do companheiro anterior. Basicamente é o seguinte: eu sou acionista há muito tempo e tenho sempre torcido muito pela Petrobras e acompanhado as descobertas e a cada descoberta nova de reserva é uma torcida, uma comemoração muito grande. Espero que não tenha sido excessiva. A gente tem lido recentemente que poderá surgir uma nova empresa, mais ou menos na linha do que você estava falando, uma nova empresa que seria a gerenciadora das reservas. Eu queria saber aquilo que a Petrobras investiu e isso, os dirigentes da Petrobras, com todo o seu brilhantismo técnico e os acionistas têm interesses muito convergentes. Tudo isso que a Petrobras descobriu é da Petrobras ou poderá vir a ser retirado da Petrobras? Eu entendo... não sei se esse é o fórum apropriado, mas eu gostaria de ter do modo mais claro, mais simples possível a sua explicação sobre isso, por favor.

Almir Barbassa: Bom, novamente é um tema que extrapola a esfera da Petrobras, nós somos uma empresa de petróleo que atua no Brasil como todas as outras, sob as mesmas regras de todas as empresas, e quem determina estas regras é o Governo ou a ANP, dependendo do nível em que a regra é estabelecida. Neste caso é bom que se deixe bastante claro este ponto que eu mencionei quanto à extrapolação dos limites da reserva de um campo. E um que extrapola pode cair em uma outra área já concedida e vai pertencer às empresas que adquiriram aquela área, ou cai em águas ainda não licitadas, e no caso fica na mão do Governo. Então, no caso do campo que eu mencionei, na área de lara, ela não tem confrontante com outros blocos que já foram licitados, toda a área em torno dela pertence ao Governo, portanto ali o Governo deverá ser um dos sócios daquele campo. Mas já foi mencionado por vários participantes do Governo, inclusive o Presidente Lula, de que os contratos assinados, quer dizer, as áreas concedidas não estão em questão. Isso as empresas que adquiriram a área têm os seus contratos e estes contratos vão ser respeitados, que aliás é um ponto forte deste Governo, respeitar contrato. Ele manteve todos os contratos durante todo o período e já disse que vai manter este também. O que se está pensando, e já tem um comitê estudando, é uma nova regulação para estas áreas não licitadas, e aí tem várias teses sendo definidas.

Moderador: Logo após a pergunta que foi feita agora, nós retornaremos as perguntas de quem está nos acompanhando remotamente, mais duas questões remotas depois desta pergunta.

Tereza Melo, Citi: Eu tenho duas perguntas, primeiro vou falar um pouquinho sobre gás. A gente tinha visto uma melhora no resultado da área de gás no terceiro trimestre, se eu não estou enganada, e depois voltou a piorar. A gente viu o preço neste momento, no 1T, está muito alto comparado com outros combustíveis. Eu entendo que houve o problema da demanda e a diluição de custos não foi tão grande, mas se a gente começar a ver uma queda no preço e esta for a expectativa de vocês, o gás da Petrobras, não só do gás da Bolívia há como a área de gás melhorar os resultados deste ano, gás e energia? E segundo, voltar um pouco, voltar outra vez para preço de combustível, para área de abastecimento. Quando vocês pensam em volatilidade, a gente viu uma volatilidade maior uma mudança no preço, mas também viu uma apreciação muito grande no câmbio brasileiro. Quando vocês falam em volatilidade para determinar preço, estão pesando em



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

USD, estão pensando na volatilidade em Reais, porque seria bem menor, e a gente estaria mais perto de uma mudança?

Almir Barbassa: Para responder a segunda, o que nos orienta é a nossa volatilidade em Reais, e aí soma-se duas variáveis em termo de imprecisão, ou em termos de efeito, câmbio e preço de petróleo.

Tereza Melo: Se tem esse movimento, ele tem se movimentado ao contrário, então o petróleo está subindo, o câmbio está apreciando...

Almir Barbassa: ... Que está levando o produto vendido aqui a um preço maior em USD, neste momento é este o movimento. Já o houve movimento compensador. A primeira questão do gás, vou pedir ajuda aqui ao nosso responsável da nossa área de gás.

Petrobras: Boa parte do resultado negativo no passado foi causado basicamente quando houve oportunidade de geração no 1T onde se tinham problemas de infraestrutura, e o gás não tinha chegado no ponto que a gente precisava para monetizar esta oportunidade. Isto neste primeiro trimestre já não aconteceu, ou seja, já tinha as condições de você conseguir monetizar todo este gás na geração, só que a geração não veio. O que aconteceu no trimestre passado não é uma condição normal, quer dizer, em geral no 1T do ano você não tem necessidade de geração de termoeletricità, esta vindo de um período de reservatório cheio, esta acumulando no reservatório. Então, dito isso, neste ano nós temos condições operacionais com GNL, com a nova disponibilização de gás, principalmente do Espírito Santo, e com a —completação□ de alguns ativos de gasoduto, de você, por exemplo, não incorrer mais em penalidades da forma que a gente ocorreu no ano passado. Então, se você olhar energia, você tem condições de monetizar uma oportunidade na geração, que este vindo agora com a seca, principalmente no Sul.

No segmento de gás, como o Barbassa disse, tem este *buffer* no preço de venda. Então se o preço do barril ficar estacionado, este *buffer* daqui a seis meses desaparece e a margem volta a ser menor, mas terá um efeito volume que a gente já esta vendo recuperar. A gente perdeu cerca de 10 milhões, se a gente comprar com o trimestre passado no segmento industrial, quer dizer, não termoeletrico, e este volume está recuperando. Então, mesmo que ocorra uma compressão de margem por conta de uma estabilização de preços de petróleo, a gente pretende recuperar uma margem de contribuição através do aumento de volume no segmento. Aí tem o *disclaimer* que é o segundo slide, o que a gente está destacando é que as condições operacionais hoje permitem, caso haja uma oportunidade, principalmente de geração no 2T.

Moderador: Nós vamos retornar agora as perguntas feitas pela Internet. E dado o avançar da hora, são quinze para o meio-dia já, nós temos quatro questões vindas por meio remoto, então nós vamos responder duas questões, retornar a uma última questão do auditório, e depois finalmente as duas últimas questões por via eletrônica. Nós temos duas questões a serem encaminhadas pelo Emerson Leite, do Credit Suisse, e o Christian Audi, do Santander, nesta ordem.



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Emerson Leite, Credit Suisse: OK. Bom dia a todos, em primeiro lugar, aproveitando a ocasião do sexto aniversário da participação da Petrobras na Apimec, queria aproveitar para cumprimentar o Almir Barbassa, pelo trabalho que vem sendo feito na Diretoria Financeira de Petrobras ao longo destes anos. Acho que eu todos nós aqui, analistas e acionistas que acompanham o trabalho da Petrobras de perto, sabem da seriedade e do compromisso com a ética e com a legalidade dos trabalhos que vêm sendo feitos sob a diretoria do diretor Almir. Então, eu só queria re interar isso e espero poder continuar contando com seu trabalho ao longo dos próximos trimestres Almir. Duas perguntas, então. A primeira delas em relação a questão do E&P resultado no 1T, você mencionou na apresentação o aumento do spread entre o leve e o pesado como uma das razões para a piora do resultado do E&P. Eu queria entender se não houve nenhum evento realmente extraordinário na definição do preço de transferência, porque o preço do Brent nesse trimestre foi de US\$44, no trimestre anterior foi de US\$55, não é uma diferença tão grande e ainda assim a abertura do spread foi de quase US\$6. Houve algum outro evento extraordinário na definição do preço de transferência ou não? Esta seria a primeira pergunta.

A segunda pergunta, eu queria que você comentasse um pouco qual é o estágio dos projetos de Roncador 4, Marlim Sul 4, Baleia Franca e Baleia Anã, que você mencionou as descobertas no pós-sal e a gente tem vários projetos importantes que vinham sendo desenvolvidos e até mesmo planejados pela Petrobras que saíram do planejamento, tendo em vista a necessidade de abrir espaços para novos projetos e para abrir espaço para as refinarias do Nordeste, e estes projetos, que eram projetos aparentemente muito bons e importantes, não estão mais no nosso horizonte visível. Qual é a situação destes projetos? Obrigado.

Almir Barbassa: OK. Emerson, primeiramente eu queria te agradecer pelas elogiosas referências, e dizer que isto é fruto de um time que trabalha na área financeira com dedicação à Empresa. E pedir ajuda do Gilberto para dar algum esclarecimento desta questão do spread, e em seguida do Molinari, para fazer uma atualização destes quatro projetos.

Gilberto: Com relação ao spread, eu tenho a dizer o seguinte: que o nosso preço interno de transferência é calculado semanalmente com uma defasagem de uma semana em relação às cotações efetivas de mercado. E o Brent divulgado que entra nessa conta é a média do mês referência sem qualquer defasagem. Portanto, quando a gente compara o preço interno de referência com a defasagem do Brent de mercado, a gente vê que, por essa questão desta defasagem, o preço interno ainda não refletiu toda a valorização do óleo pesado que vem sendo observada e que sugere o estreitamento do spread entre ambos. Este é um primeiro aspecto. Então, quando a gente olha o spread da projeção do Brent com o preço interno de transferência para o próximo mês, a gente vai perceber um estreitamento desta faixa para algo possivelmente em torno de US\$7 o barril. Outra questão que tem em relação ao preço interno de referência, é que este preço reflete, dentro dele existe o reflexo do *spot parity* dos petróleos Marlin, Albacor Leste, Roncador P54, que são exportados pela Petrobras. Então, o preço destes petróleos é calculado semanalmente e obtido pelo valor negociado nos últimos 30 dias da semana do cálculo. Uma vez que, no final de 2008 e no



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

1T09, as exportações de petróleo foram referenciadas ao WTI e o preço deste petróleo se inverteu em relação ao Brent, observa-se que o preço interno de transferência carregou consigo no 1T09 o impacto destas últimas negociações. Ou seja, existem dois fatores que fazem com que o preço interno de transferência em 2009, na reprodução integral da valoração dos óleos e o cálculo do preço interno, pela defasagem semanal, e a questão do *spot parity*. Estes dois fatores combinados fazem com que não tenha sido internalizado todo o reflexo da recente valorização dos óleos pesados.

Emerson Leite: Obrigado.

Eduardo Molinari: Então, com relação aos projetos, vamos começar com Cachalote e Baleia Franca, que nós vamos ter o FPSO Capixaba produzindo nestes campos em junho de 2010, conforme o nosso plano estratégico. Este navio tem capacidade de 100.000 barris por dia.

Com relação a Baleia Azul, nós temos uma antecipação no desenvolvimento deste campo através de um FPSO que hoje está produzindo um espadarte, com capacidade de 100.000 barris por dia, e essa produção deve iniciar em 2012. O módulo 4 de Roncador é a P62, é uma plataforma que ainda não foi licitada e nós estamos iniciando agora a licitação dos equipamentos críticos desta plataforma. A nossa previsão é iniciar a produção deste FPSO, que tem capacidade de 100.000 barris por dia, em 2013. E finalmente a P58, também estamos iniciando a licitação dos equipamentos críticos, ainda não foi licitada, e ela vai iniciar a produção em 2014 no campo de Baleia Azul.

Emerson Leite: OK. Muito obrigado, Molinari.

Christian Audi, Santander: Obrigado, Barbassa, parabéns pelos resultados. Eu queria focar as minhas perguntas no lado de custo. Mais especificamente você mencionou a potencial queda de custo na indústria, eu queria saber você já está vendo exemplos no dia-a-dia operacional que levam a crer que nos próximos trimestres custos de indústria em geral podem cair ainda mais do que a gente viu no 1T, refletindo esta queda do preço de petróleo que começou no fim do ano passado?

Almir Barbassa: Christian, obrigado. Nós estamos em uma fase de transição, você sabe que há resistências em ajustar preços, principalmente quando é para baixo. Alguns segmentos mais suscetíveis de concorrência, de competição, que outros já têm mostrado ajustamento às vezes até significativos, mas é difícil fazer uma avaliação, por isso eu fui mais conservador quando eu indiquei que há uma tendência que a gente gostaria de vê-la consolidada e até acentuada, mas neste momento ainda é cedo. Talvez no fechamento do 2T a gente tenha melhores informações. Neste momento temos indicações de processos licitatórios que têm vindo com preços melhores do que a gente tinha anteriormente. Mas a ponderação destas variações no total é que a gente ainda não tem. Portanto, espero que no 2T já tenhamos pelo menos a manutenção do primeiro, mas pode ser um pouco mais conservador, mas isso é para ser confirmado.



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Christian Audi: E do lado de custo de extração, dado que vocês já começaram a maioria das grandes unidades que, como você explicou muito claramente no passado, tem a tendência de elevar o custo de extração no começo porque você está colocando uma nova plataforma, que não está produzindo muito. Dado que vocês já começaram as grandes plataformas e elas já estão no *ramp up*, e este *ramp up* de produção, esse aumento de escala deveria teoricamente levar esse custo de extração a cair. Seria certo estimar que nos próximos trimestres tenha um potencial para o custo de extração sem —impactação□ governamental de mostrar este efeito de escala trazendo o custo de extração um pouco mais para baixo?

Almir Barbassa: A gente não faz projeção, isso é importante dizer. O seu raciocínio tem lógica, talvez o Molinari aqui pudesse nos dar uma luz nesta questão, mas a nossa preocupação é de manter a postura de não fazer projeções. Mas é esperado que, com o crescimento da produção, conforme os já dissemos, ele aumentou o custo na fase inicial ele deve voltar a uma normalidade na medida que atinja níveis maiores. E há um outro elemento que é importante mencionar, quando se trabalha com custo trabalhamos com custos médio, nós perdemos o equivalente a 90.000 barris por dia, ou coisa que o valha, de produção de gás no 1T, isso impacta o custo médio também. Na medida em que a gente retoma esta produção nós vamos ter um efeito, esperamos um efeito também. Molinari, você teria algo mais a acrescentar?

Eduardo Molinari: Ao observarmos a redução de custos no unitário, principalmente com a entrada das plataformas P52, P54 e a P53 também, então este seu raciocínio procede e é lógico. Agora com o aumento de produção da P51, a Cidade de Niterói, a gente espera que a gente consiga continuar reduzindo o custo de extração.

Christian Audi: OK, só para finalizar, vocês começaram iniciativas.

Moderador: Agora nós voltaremos a uma pergunta aqui do auditório, e nós encerraremos depois o evento.

Luiz Carlos, acionista: Pesquisa e desenvolvimento não é muito enfatizada na exposição. Eu sei que a Petrobras faz muita pesquisa e desenvolvimento dentro da área de atividade, principalmente exploração e produção, que nem alguma coisa na área de biocombustíveis. Isso não me preocupa; o que preocupa é o seguinte: a Petrobras está fazendo alguma coisa na área de novos combustíveis limpos, por exemplo, hidrogênio. E outra questão relacionada, o investimento da Petrobras tem a maturação realmente de médio e longo prazo, cinco anos, dez, quinze anos, até vinte nestes campos de petróleo. Crescentemente vão haver acordos internacionais para controlar a queima de combustíveis fósseis, por enquanto isso no interesse, vamos dizer, dos centros de poder, mas quando eles desenvolverem energia mais limpa, por exemplo atômica, mais eficiente e mais segura, estes acordo virão internacionais e o Brasil vai ter que cumpri-los. A Petrobras está levando isso em consideração no planejamento estratégico dela, relacionado com a pesquisa e desenvolvimento de fontes limpas?



Teleconferência Resultados do 1º Trimestre de 2009 13 de maio de 2009

Almir Barbassa: Nós temos atividade nesta área, não na área de hidrogênio, mas nós temos pesquisas, por exemplo, na geração de álcool a partir de celulose. Temos uma planta piloto já em nosso centro de pesquisa, que produz álcool a partir do bagaço de cana, que é abundante aqui no caso do Brasil e é um combustível renovável.

Luiz Carlos: Com enzimas ou mediante processos químicos, ácido sulfúrico etc.?

Almir Barbassa: Com enzimas, processo enzimático. Nós temos pesquisas também na área de biodiesel, nós temos acordo com a EMBRAPA, para desenvolvimento de novas oleaginosas mais produtivas que possam se adaptar em áreas que não é agricultável hoje, principalmente aproveitando e não competindo com produção de alimentos. E nós temos também atividade na geração eólica, mas não temos nem atômica nem hidrogênio, que é o modelo que se falou muito no passado, mas parece que tudo que eu tenho visto e lido fala-se mais no carro elétrico do que movido a outro combustível. E uma coisa é fundamental, o conforto humano dependa da quantidade de energia disponível, e não há hoje uma fonte de energia que compita com o petróleo. E a expectativa de tudo que se vê, embora se esteja trabalhando no desenvolvimento de energias alternativas, não há nenhuma fonte que seja, em volume e em preço, competitiva.

Luiz Carlos: A eólica usa as torres de perfuração, coisa que valha? Desculpe, é uma curiosidade.

Almir Barbassa: Como?

Luiz Carlos: A pesquisa na área eólica utiliza as torres instaladas em perfuração etc.?

Almir Barbassa: Não, a gente não pode misturar as coisas.

Moderador: Eu gostaria, então, de agradecer a presença de todos, especialmente aos profissionais da Petrobras que estão também no auditório respondendo questões e etc. E particularmente às pessoas que estão aqui nos acompanhando na mesa, a Mariângela, o Marcos Menezes, o Theodore e o Almir Barbassa, como até os nossos colegas já disseram ao longo da exposição, tem muito contribuído neste processo de aumento de transparência, de proximidade da Companhia com o mercado. E eu passo a ele, então, a palavra para as suas considerações finais.

Almir Barbassa: Eu quero agradecer a todos pela presença física aqui, ou via teleconferência ou *webcast*, que nos acompanhou em mais esta apresentação. Espero vê-los de novo da aqui há três meses, com resultados tão bons ou melhores do que os atuais. E agradecê-los pela paciência e pela atenção à Empresa. Muito obrigado.