



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Operadora:

Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos à teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para a apresentação dos resultados do 3T11, apurados em conformidade com a Legislação Societária Brasileira.

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

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

Antes de darmos início, o Sr. Theodore Helms, Gerente Executivo de Relações com Investidores da Petrobras, tem alguns comentários. Por favor, Sr. Helms.

Theodore Helms:

Bom dia a todos. Vamos dar início a mais uma teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para a apresentação dos resultados do 3T11 apurados em conformidade com a Legislação Societária Brasileira.

A teleconferência de hoje é transmitida ao vivo pela Internet no nosso site www.petrobras.com.br/rj, e também pode ser acompanhada via teleconferência no número 55 11 3127-4971, código Petrobras.

Antes de prosseguir gostaria de esclarecer que essa reunião está sendo gravada e gostaria de solicitar 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 estamos impossibilitados de discutir questões relacionadas aos resultados em US GAAP, o que será objeto de divulgação futura.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Passo agora a palavra ao nosso Diretor, Almir Guilherme Barbassa, que apresentará 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 estarem aqui conosco em mais um trimestre de resultados da Companhia, que pretendemos repassar rapidamente em uma análise, e depois abrir para perguntas.

Começando com o primeiro slide, temos os principais destaques, e eu gostaria de ressaltar aqui a estabilidade, ou um ligeiro crescimento do nosso lucro operacional e EBITDA. Esses foram dois fatores importantes porque acabam gerando caixa necessário para a continuidade da implementação dos nossos projetos, segundo o programa que temos de investimento.

O lucro líquido caiu devido à desvalorização cambial, vamos analisar em mais detalhes mais à frente. Nós estivemos com a P-56 iniciando sua produção esse trimestre, e deverá atingir o seu pico de produções já no 1T12, e isso reflete a maior disponibilidade de sondas e drenos, também vamos repassar durante a apresentação.

E falando do pré-sal tivemos vários elementos importantes que aconteceram, vários eventos, mas o destaque foi o início da operação no gasoduto Lula-Mexilhão. Esse gasoduto desengargalará a produção do pré-sal na bacia de Santos, e esse é um fator importante, já que temos ganhos de produtividade, conforme vamos ver também na apresentação.

Mas concluímos o teste de longa duração de Guará, iniciamos Carioca Nordeste. Feito isso, o segundo poço de Franco com resultados positivos e confirmando o potencial da área, que era esperado, e fomos reconduzindo para o Índice Dow Jones de sustentabilidade pelo sexto ano consecutivo, que é um sinal muito positivo para a Companhia.

No próximo, vemos os principais indicadores da Companhia, como eu já disse, o EBITDA com um ligeiro crescimento em relação ao 2T, assim como o lucro operacional; a queda do lucro líquido em virtude da desvalorização do Real. O PMR caiu ligeiramente por causa da queda de preço internacional, e os preços que acompanham esse preço internacional no curto prazo no Brasil, caiu também em USD, pois está refletindo a queda no Brent de US\$4 bbl.

A produção caiu ligeiramente, esse vai ser motivo de uma análise mais detalhada durante a apresentação, mas as vendas no mercado interno cresceram 5% de um trimestre para outro; reflete aí um pouco a demanda crescente no 3T explicado pela preparação da safra, mas isso é positivo, de maneira geral, para a Companhia como o mercado brasileiro é essencialmente suprido pela Petrobras, crescendo da forma que está crescendo.

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Vamos ao próximo, e aí nós temos a produção total. A produção cresceu, de 9M a 9M, 1,2%, sendo que no Brasil cresceu 1,8%, em virtude daquelas unidades que foram inauguradas, iniciadas entre o final do ano passado e começo desse ano, que estão relacionadas no slide, embaixo, e que ainda tem espaço para crescimento, conforme vamos ver.

Essa produção não cresceu mais porque foi limitada no Brasil pelas paradas não programadas. Essas paradas prejudicaram a produção e fizeram ela crescer menos do que o potencial. Nós vamos mostrar como a produção se comporta no próximo slide.

Na área internacional, voltando ainda a esse slide número cinco, nós temos que a área internacional diminuiu um pouco a produção em virtude de na Nigéria já termos concluído a recuperação dos custos de investimento, e agora nossa participação na produção fica restrita ao exploratório, então para associar, para contribuir, a Nigéria passa a receber o *tax oil*, que é um regime de partilha depois da recuperação do custo, o EBITDA de receita é considerado lucro, e isso é repartido entre o concessionário e o investidor na razão do contrato que é estabelecido nesse caso, e reduz o volume de óleo da parte do investidor. E também o cancelamento dos contratos no Equador, que acabou reduzindo a produção nesse período.

No próximo slide vamos ver sistematicamente o que causa a redução na produção. A linha azul mostra uma situação ideal e potencial. Qualquer campo que tenha seus equipamentos funcionando perfeitamente acaba declinando a produção pelo efeito natural sobre o reservatório, pela plenitude do reservatório, pela queda na pressão, e começa a produzir água no lugar de óleo, ou uma parte de água começa a ser produzida.

Então, com isso, acaba reduzindo e há uma queda natural da produção, o que é esperado. O que aconteceu no nosso caso? Isso é demonstrado na linha vermelha. O reservatório, a parte geológica, não foi afetada. Mas houve uma perda de eficiência de equipamentos, e isso decorre de várias razões; questão de método de elevação e formação de gás em linha, falha entre compressão, queda de energia, várias falhas de equipamento, e paradas programadas, e o mais grave esse ano foram as paradas não programadas que acabaram reduzindo significativamente e inesperadamente a produção. Em virtude disso, não se atingiu a meta do ano, programada para esse ano.

Então, seguindo esse raciocínio, vamos ver no próximo slide o histórico do campo de Marlim. Historicamente, olhando a tendência do campo desde janeiro de 2002, ele mostra um decréscimo de 10% de produção. Mas olhando mais detalhadamente os últimos dois anos, vemos que houve dois picos de queda na produção, setembro e outubro de 2010, por causa de interrupção de plataforma, e também esse trimestre onde tivemos três plataformas também paralisadas nesse trimestre; a P-20, P-35 e P-37.

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Isso acabou retirando uma capacidade de 79.000 barris por dia, que foi a produção nesse campo nesse trimestre agora, em parte compensada pela melhoria na performance dos poços, dos outros poços que estavam produzindo em outras plataformas, como também de trabalho feito nesses poços, e aumentou 27.000 barris por dia.

Então, a queda em consequência dessa paralisação foi de 52.000 barris. Uma vez concluído esses reparos das plataformas paralisadas, elas voltam a produzir, e isso será recuperado, e a tendência histórica deve continuar. Não há mudanças na questão geológica e nas consequências de equipamentos de produção.

No próximo, mostramos um pouco mais de detalhe entre a perda de produção causada por paradas programadas, que é o negro, a parte baixa dessas colunas, e a verde escura que é a parte não programada, e veja o 3T, o grande efeito da parada não programada causada por essas paradas inesperadas por órgãos diversos que regulam o setor. A média da perda nos 9M foi 44.000 barris por dia. Isso somado dá aproximadamente 2.013.000 que produzimos, líquidos, no Brasil, daria 2.057.000, o que ficaria dentro da faixa programada até para o ano, ou dentro do limite programado para os 9M.

Além disso, nós tivemos também a restrição de logística no escoamento de gás que acaba restringindo a produção de óleo, perdemos 20.000 barris por dia, em Uruguá 10.000, e em Lula outros 10.000 nesse período. Mas foi inaugurada, como eu já disse, a conexão, o duto entre Lula e Mexilhão, e agora essa redução está eliminada, podendo crescer, como vamos ver que já está respondendo a produção.

No próximo slide vemos que o número de poços conectados às plataformas está crescendo rapidamente, e isso é um reflexo da maior disponibilidade de sondas. Nos primeiros 9M do ano foram completados 35 poços, conectados, 15 no 3T.

No 4T já se espera conexão de 20 poços, sendo que quatro foram feitos durante outubro, e tem 16 em processo durante novembro e dezembro. Só esses 16 adicionarão 175.000 barris por dia, o que vai elevar a produção da P-57 e P-56, as últimas instaladas, a 80% de sua capacidade, e esse *ramp up* está sendo construído rapidamente.

E a questão das paradas não programadas, há um compromisso com a ANP que diminui ou elimina essa imprevisibilidade, então os critérios foram reestabelecidos e níveis de manutenção, e também adicionamos na Bacia de Campos, três floteis, que são unidades que levam mais disponibilidade de gente para fazer a manutenção mais rapidamente onde é preciso fazer. Uma das restrições que nós temos nas unidades *off shore* é acomodação de pessoas, porque as unidades que já estão operando e precisam da equipe que opera, e aí chega uma equipe para fazer reparos e não tem acomodação para todo mundo.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Com esses floteis essa restrição fica eliminada, e você pode fazer a acomodação das pessoas, trabalhando no espaço da plataforma e tendo até oficinas e dormitórios, refeitórios nesse flotel, de forma que esse também é outro fator que vai reduzir ou eliminar certos gargalos que ocorreram no passado.

No próximo slide nós vemos uma tendência para 2012 onde devemos ver uma instalação de mais 414.000 barris por dia, fora o gás, aqui é barris de petróleo mesmo, de capacidade nova para o ano de 2012, além, naturalmente, do *ramp up* das unidades instaladas esse ano, que vão acontecer ainda durante o decorrer do ano que vem.

Nós recebemos até agora oito novas sondas; tínhamos 15 no início do ano, agora temos 23, e vamos receber mais 15 até o final do ano que vem, o que vai completar 38 sondas capazes de perfurar em águas de até 3.000 metros, quer dizer, capazes de perfurar no pré-sal na Bacia de Santos. Isso vai permitir não só um *ramp up* mais rápido das plataformas instaladas, como um crescimento mais rápido da produção do pré-sal, e como também *workover* e também a exploração que temos a fazer em águas profundas, nas concessões das áreas que estão conosco.

No próximo slide damos os dados sobre a produção do pré-sal, e no 2T estávamos na faixa de 130.000 barris por dia. Aqui está com quase 180.000. Este é o reflexo do número maior de poços conectados. O segundo poço aqui, do piloto de Lula, adicionou 25.000 barris por dia. O primeiro produziu 28.000, quer dizer, a produtividade realmente está se mostrando elevada na região. E hoje temos duas sondas operando no pré-sal, e vamos dobrar essa quantidade até o final do ano que vem.

No próximo slide, temos o comportamento dos preços, preço internacional, no primeiro quadrante à esquerda, versus o preço de realização do nosso R&P. O petróleo produzido pela Petrobras tem um grau mais pesado que o Brent, e ele teve, em virtude de variações de demanda no mercado, uma queda em relação ao Brent, o que era um diferencial de US\$8 passou para um diferencial de US\$10 no Brent. E o preço de realização doméstico, aqui no Brasil, caiu uma média de US\$105 para US\$102, em virtude da desvalorização do Real. Então, embora a receita em USD tenha caído apenas R\$1 o barril, aqui a queda foi maior, mas isso é fruto da desvalorização cambial, e no mês de novembro agora tivemos reajuste, que já foi anunciado, e com isso mais 10% sobre o preço da gasolina e 2% do diesel, a partir de 1º de novembro. Isso vai dar um reflexo adicional na geração da Companhia.

No próximo nós temos o comportamento dos custos de extração. O custo de extração cresceu no 3T, por causa, principalmente, do acordo coletivo, mas ele também ainda sofre e sofreu, e está sofrendo ainda, o impacto das paradas programadas e não programadas. Aquela perda de produção que analisamos antes acaba refletindo no custo médio, que deverá ser no processo ajustado na medida em que a produção se retome.

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

As plataformas também instaladas e que ainda não atingiram sua plena capacidade acabam também tendo custo de operação normal, mas com uma produção menor também em um fator de aumento do custo, que deverá regredir, esperamos, para algo abaixo dos R\$20 por barril. A participação governamental decorre, naturalmente, dos preços internacionais, que caiu no trimestre em decorrência disso.

No próximo, vemos a produção em termos de derivados no Brasil. E eu chamo a atenção para o caso do diesel e da gasolina. A produção cresceu 4%, aumentamos a eficiência das refinarias, aumentamos o uso das refinarias, os investimentos estão dando o retorno não neste aspecto de produzir mais, mas o mercado cresceu 9%. Então, no diesel, embora tenhamos produzido mais de 40.000 de barris a mais por dia de diesel no Brasil, a demanda cresceu quase 90.000, e isso acaba adicionando importações, tendendo a importações. A gasolina em menor forma, nós conseguimos produzir mais de 50.000 barris por dia, mas a demanda cresceu 80.000, também de menor forma acaba sendo atendido por importações.

Então, essa utilização da capacidade instalada nesses 9M atingiu 92%, isso é 3% acima do ano passado. E com maior produção de diesel e gasolina, que são fatores importantes.

No próximo slide, vemos o comportamento de gás natural, em que o crescimento de vendas foi atendido basicamente pelo crescimento da oferta de gás produzido no Brasil. E esse desengargalamento da Bacia de Campos acaba agora também colocando mais gás em oferta nacional disponível ao mercado, e essa comparação aqui de vendas com oferta não leva em consideração o gás usado pela Petrobras, que cresceu também. Nós utilizamos mais para fabricar fertilizantes, utilizamos mais no refino, que passa a usar mais gás como fonte de energia, e nas nossas próprias unidades de geração térmica.

No próximo slide vemos o lucro operacional desse trimestre comparado com o anterior. Como eu disse, com o crescimento do mercado doméstico, vendemos mais, recebemos mais por efeito dessas vendas, mas o custo também cresceu. A margem que é deixada foi relativamente pequena, porque a maior parte do produto ofertado adicionalmente, conforme vimos, embora tenhamos produzido mais no Brasil, ainda tivemos que completar com importações, e as importações seguem preços internacionais que, embora tenham caído no trimestre, são maiores do que o preço vendido aqui dentro.

Mas tivemos as despesas praticamente estáveis e um benefício em outras despesas que levaram a um resultado favorável, cujos detalhes vamos ver em cada área. O lucro líquido caiu sensivelmente de um trimestre a outro, e o grande efeito de R\$8,2 bilhões foi o resultado financeiro, dos quais R\$6,6 bilhões como resultado bruto que nós estamos vendo aqui, porque deixa os impostos. Os impostos reduziram em 2,4%, quer dizer, melhoraram nosso resultado em 2,4%.

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

E esse efeito é principalmente do resultado financeiro aqui, que levou menos receita à tributação. Mas os investidores minoritários aqui também tiveram um efeito sobre resultado, porque eles acabam adicionando e depois retirando do resultado final, ele acaba sendo adicionado porque não pertence à Petrobras esse resultado. Então, de R\$6,6 bilhões de efeito cambial conseguimos retirar R\$1,5 bilhão que cabia a terceiros, e então o bruto da Petrobras seria R\$5 bilhões, dos quais, deduzindo 34%, fica mais ou menos uns R\$3,5 bilhões, que é o líquido final, o efeito final do câmbio do período.

Vamos à frente. O resultado da exploração esteve quase em linha, muito próximo do trimestre anterior. A exploração perdeu R\$1 bilhão pela queda no preço aqui no mercado, ele segue aqui o mercado internacional.

O custo médio, também devido ao crescimento, aqui o custo médio do CPV cresceu ligeiramente, o que acaba reduzindo também o resultado no período. Mas o efeito oriundo da receita, embora a produção no período tenha sido menor, tivemos uma transferência no volume de vendas do R&P para o abaixo e para a exportação, maior, porque foi retirado do estoque acumulado no 2T.

E o efeito volume no CPV, vendeu mais, acabamos tendo um custo a mais, e houve despesas operacionais favoráveis, no caso, e isso foi uma redução nos custos exploratórios, que em um contencioso, em um processo arbitral, a P-48, que ganhamos e aqui está reconhecido em R\$339 milhões. Isso levou a um ganho de R\$690 milhões, que é excepcional neste caso para o R&P.

No abastecimento, tivemos um efeito de preço negativo no resultado em termos de preço menor no País; o custo médio, que acompanha preço internacional, acabou melhorando participação, já que o Brent caiu, mas o efeito volume trouxe uma receita adicional, que se vendeu mais 9%, só que esses 9% também tiveram um custo adicional mais do que compensado. Então, acabou levando a um lucro operacional menor nesse trimestre do que no trimestre anterior.

No próximo mostramos os resultados de gás e energia internacional e distribuição. O gás e energia teve um bom trimestre, ajudado pela maior venda de gás natural, particularmente para a indústria, que teve demanda crescente. E também em créditos fiscais reconhecidos nesse trimestre e que não tinham sido reconhecidos em trimestres anteriores. No internacional, nós tivemos uma redução de resultado em virtude da queda de preço no mercado e valor daqueles estoques existentes, que foram ajustados em virtude da queda dos preços, e daquele fato reportado lá na Nigéria com menor produção ou menor parcela da produção cabendo à Petrobras, ao sistema Petrobras.

A distribuição teve um ganho maior nesse trimestre em virtude do volume maior de vendas e nas margens também, que em média melhoraram. O investimento nos 9M quando comparados com o mesmo período do ano passado, vemos que o R&P se manteve estável e o *downstream* houve uma redução, porque no ano passado tivemos a aquisição da Braskem, que não se repete este

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

ano, e o gás e energia concluídas as construções de dutos e infraestrutura, então reduziu investimento, conforme era programado mesmo. Então, nós tivemos 10% a menos, mas está, de maneira geral, em linha com o que aconteceu no ano passado, e esperamos que o investimento do ano fique mais ou menos no mesmo nível do ano passado, ao final do ano.

O endividamento, mostrado no próximo slide, tivemos um crescimento bastante grande do endividamento líquido, mas a maior parte é devida ao ajustamento cambial, em virtude da desvalorização do Real, que o USD passou, no endividamento total, acabou crescendo de R\$128 bilhões para R\$146 bilhões, embora no trimestre nós tenhamos feito grandes liquidações de dívida que venceram no período. Teve uma correção de 18% sobre a dívida denominada em USD, que é 60% da total, acaba elevando a dívida quando é mostrada em Reais.

Temos uma disponibilidade que praticamente continua no mesmo nível de meados do ano, que é de R\$60 bilhões caiu para R\$55 bilhões, e os indicadores de alavancagem cresceram em virtude também da desvalorização do Real, que já foi em parte recuperada desde o final de setembro até agora. Portanto, hoje já está bem mais abaixo do que aconteceu no final de setembro.

Com isso, encerramos a apresentação. E juntamente com meus colegas, nos colocamos à disposição para responder a eventuais perguntas.

Emerson Leite, Credit Suisse:

Bom dia a todos. Vou fazer duas perguntas apenas para respeitar a sequência. Primeira pergunta, em relação ao slide número nove, em que vocês informam a entrada de poços no 3T, seria possível nos dar a estimativa do potencial total de produção desses 15 poços que entraram no 3T, da mesma forma que vocês apresentaram a estimativa dos 16 poços que devem entrar entre novembro e dezembro? Essa seria a primeira questão.

Segunda questão, eu queria discutir um pouco o aumento de preços que ocorreu recentemente, principalmente em relação ao aumento de preço do diesel. A Companhia promoveu um aumento de 2% nos preços do diesel, o que de certa forma é o derivado mais relevante sobre o ponto de vista de receita para a Empresa.

Eu queria entender a lógica econômica desse aumento de 2%, porque, ao longo do tempo, quer dizer, desde 2003, vocês tem tido uma política e um discurso bem consistente de que os aumentos de preços ocorrem em um momento em que a Empresa percebe um novo patamar de preço. Quando há uma mudança que, na visão da Companhia, é mais sustentável e se estabelece um novo patamar.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Um aumento de 2% é muito modesto para dizermos que é um novo patamar, tem a questão da Cide que limita um aumento maior, mas eu queria entender como fica essa lógica de mudança de patamar de preços quando se promove um aumento de uma magnitude tão pequena, até menor do que a volatilidade anual do preço. Muito obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Molinari, você tem a informação sobre os poços?

Eduardo Molinari:

Do 3T eu não tenho comigo.

Almir Guilherme Barbassa:

Dos 35 poços, qual o potencial deles?

Eduardo Molinari:

Já foi, na verdade...

Almir Guilherme Barbassa:

15 do 3T, que foi a pergunta.

Eduardo Molinari:

Então, dos 15 do 3T eu não tenho comigo aqui, já temos as produções deles, mas infelizmente eu não as tenho comigo aqui.

Almir Guilherme Barbassa:

Você poderia disponibilizar depois no site?

Eduardo Molinari:

Posso sim.

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Almir Guilherme Barbassa:

OK. Então vamos à questão da segunda pergunta. Eu acho que a questão do ajuste, você tem que o ver em um contexto de mais longo prazo, não podemos ver o ajuste como se ele estivesse resolvendo inteiramente a diferença existente nesse momento. Isso não acontece nem com o caso da gasolina, nem com o caso do diesel no ajuste agora em novembro.

O novo prazo é que vai nos dizer, médio e longo prazo, é o que vai nos dizer se os ajustes estão sendo ou não suficientes. Pontualmente não é a forma de analisar, a lógica é essa, não é a lógica do que se deu o aumento ele corrigi inteiramente qualquer diferença em relação ao preço existente daquele momento no mercado.

Emerson Leite:

Barbassa, obrigado pela explicação, só para, eu sei que essa é uma questão recorrente e nem sempre é tão objetiva quanto se gostaria, mas como que nós, para pensar para frente, como avaliamos o processo decisório?

Quer dizer, como se chega ao número de 10% para gasolina e de 2% para o diesel? Por que não foi 5% e 5% ou 8% e 2%, ou o contrário 2% e 10%? Eu queria entender o processo mais do que o número em si, porque, ao meu entendimento do processo até então, era da questão da mudança de patamar e obviamente patamar cada um pode ter o seu, mas pelo menos você tem um processo que é o novo patamar.

Aqui parece que essa lógica mudou, então eu só queria entender se tem uma nova lógica ou se é a lógica simplesmente vamos olhar o longo prazo e no futuro veremos olhando para trás que as coisas convergiram. Daí a minha pergunta.

Almir Guilherme Barbassa:

Mas essa é a lógica que tem sempre prevaleceu, Emerson. Nas vezes anteriores, os aumentos foram de 10%, 15%, diferente de um derivado para outro, a fórmula que se busca muito e nós já recebemos muito essa demanda, que fórmula é, como é, como posso antever isso? Essa fórmula não existe, não foi divulgada, não está disponível.

O que podemos dar como indicador é o fato que estamos seguindo a tendência do preço internacional, e a Empresa tem realizado os resultados que outra empresa realiza vendendo e acompanhando no dia a dia o preço internacional. Essa é a informação eu não tenho essa fórmula para te dar. Aplicando aqui, calculando, dividindo, multiplicando, eu cheguei a 2%, isso não existe.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Emerson Leite:

OK, muito obrigado.

Luis Otávio:

Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas, a primeira relativa à produção, se esse termo de compromisso que vocês assinaram com a ANP, vocês acreditam que seja suficiente para evitar essas paradas não programadas como vocês comentaram muito, comentaram realmente que foi o que afetou mais a produção no ano passado e esse ano, já vem de dois anos de crescimento mais fraco da produção com relação aos últimos anos, e vocês acreditam que ano que vem realmente essas paradas não programadas não vão ocorrer, ou se ocorrer serão bem menores?

Outra pergunta é sobre essa declaração de comercialidade na área de Carioca, que foi adiada para o final de 2013. Por que essas atividades não previstas que vocês comentaram na perfuração de até três poços em um teste de longa duração, por que isso está sendo feito agora e por que isso não estava sendo previsto? Queria só entender essa mudança. Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Eu vou pedir ao colega Molinari que responda as suas questões com detalhes.

Eduardo Molinari:

OK, Luis Otávio. Com relação a essa segunda questão, faz parte do processo normal, a evolução do trabalho exploratório, e nós estamos vislumbrando um trabalho adicional lá em Carioca, temos três novos poços e testes também de longa duração. Negociamos com a Agência, Petrobrás e os parceiros, tivemos a aprovação para postergação da declaração de comercialidade para dezembro de 2013, mas isso não afeta em nada os planos de desenvolvimento da produção. Isso é importante deixar bem claro, porque não está atrasando em nada os planos originais para o desenvolvimento de produção na área.

Luis Otávio:

Isso que eu queria entender, isso foi baseado em algum dado que vocês, ao longo da exploração, tiveram que foi diferente do que estava previsto, foi isso?

Eduardo Molinari:

Exatamente, em função da evolução do trabalho exploratório. A primeira pergunta?

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Luis Otávio:

A questão do ano que vem, se podemos esperar um número bem menor dessas paradas todas, ou até que não ocorra, que é o ideal, essas paradas não programadas vis-à-vis esse termo de compromisso com a ANP que vocês fizeram?

Eduardo Molinari:

Isso, Luis, o que acontece, nesse ano nós tivemos muitas paradas não programadas exatamente por inspeções promovidas pela Agência e também pela Marinha, e, por exemplo, a P-37, que tínhamos uma parada programada em um determinado mês e houve uma inspeção da Agência dois meses antes da parada.

Então tivemos que realmente fazer uma parada não programada, antecipada, da plataforma, então que nós estamos nos comprometendo com a Agência. É com relação ao prazo das inspeções, eu acho que com isso podemos reduzir bastante as paradas não programadas, uma vez que acertarmos as inspeções.

É claro que a Agência Nacional de Petróleo é soberana, ela não está limitada, ela pode ir à plataforma quando achar necessário, mas uma vez que tenhamos mais ou menos acordado os prazos para a inspeção podemos realmente nos preparar melhor e termos uma redução nas paradas não programadas.

Além disso, estamos com três unidades de manutenção de segurança cujo objetivo é efetuarmos as paradas programadas em um tempo mais curto, com mais recursos, temos acomodações que podem, em média, chegar a 350 pessoas, nessas três unidades que nós temos flutuantes, já operando na Bacia de Campos, mais uma, nós estamos negociando uma quarta unidade e com isso podemos fazer a manutenção muito mais adequada com muito mais recurso, com área de deck, com oficinas, mecânicos, pintura, a parte de orientação.

Quando fazemos uma parada em uma plataforma às vezes parcial, nós temos a fila de operação, acomodações na plataforma para em média 350 pessoas, então temos que tirar pessoas da plataforma e colocar pessoas novas para fazer manutenção. É bastante complicado, o espaço é restrito, então por isso pretendemos com essas unidades de manutenção e segurança reduzir as paradas não programadas e também as programadas, reduzir esse tempo de parada.

Luis Otávio:

OK, obrigado.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Marcos Siqueira, Deutsche Bank:

Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas. A primeira em relação ao slide número 10, vocês falam sobre a questão das sondas. Eu gostaria de saber como vocês estão-

Almir Guilherme Barbassa:

Marcos, você poderia falar mais próximo do microfone, por gentileza?

Marcos Siqueira:

Sim. Está melhor agora?

Almir Guilherme Barbassa:

Sim.

Marcos Siqueira:

Obrigado. A minha pergunta é em relação ao slide número 10, em relação à questão das sondas. Eu gostaria de saber na verdade quando que essa questão vai ser resolvida? Quando que vocês vão ter, vão contar com uma quantidade de sondas necessária para que não afete o *ramp up* da produção?

E a segunda pergunta é uma pergunta um pouco antiga, mas eu queria voltar a esse assunto. Eu me lembro quando vocês anunciaram o plano estratégico que na questão das refinarias Premium 1 e 2, vocês estão fazendo um *bidding* internacional, e que naquela época vocês falaram que no final do ano vocês teriam uma ideia, vocês teriam alguma que pudesse falar com o mercado.

Imagino que não tenha nada ainda oficial, mas gostaria de saber se é possível que esse *bidding* seja finalizado até o final desse ano ou se é uma coisa mais para o ano que vem.

Almir Guilherme Barbassa:

Marcos, só para esclarecer, a questão das sondas que você colocou, você podia fazer um sumário da questão?

Marcos Siqueira:

Sim. Quando que vocês esperam que essa questão de sonda, vocês falam hoje que vocês não têm, que a falta de sondas é um problema para vocês, eu queria saber se esse problema já



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

estaria saneado ano que vem, se vocês já teriam a quantidade de sondas suficiente para que vocês já pudessem fazer o trabalho, que o *ramp up* das novas plataformas não fosse tão afetado como ele é agora.

Almir Guilherme Barbassa:

Essa é a expectativa. Essa restrição que convivemos com ela no passado, a falta de sondas, e aí é uma falta de sondas real, não existia no mercado nacional, não existia em lugar nenhum, nós encomendamos essas sondas para serem fabricadas e entregues para nós lá atrás em 2008 e elas estão chegando agora.

Nós estamos aliviando um fator refletido no crescimento da produção, no desenvolvimento, no teste que temos de fazer, nas intervenções de posses que acabaram sendo prejudicados por questões prioritárias que a Empresa tinha vis-à-vis os números de equipamentos disponíveis.

Agora, o anúncio da existência nesse momento de 23 sondas capazes de perfurar em água profunda até três mil metros, e a chegada de mais quinze até o final do ano que vem demonstra que esse fator não será mais impeditivo, esse é um fator relevante para o desenvolvimento, até 50% do investimento no desenvolvimento de pré-sal em água profunda é poço, perfuração de poço.

Então, até a realização do investimento acaba condicionada por esse elemento fundamental que é a disponibilidade de sondas. E sempre que as novas sondas chegam, elas têm um período de ajustamento, o rendimento não é tão bom, mas passado alguns meses a equipe ganha familiaridade e o rendimento ganha também um fator adicional de produtividade. Isso tudo vai adicionar daqui para frente.

A segunda questão...

Marcos Siqueira:

É sobre o *bidding* internacional, sim.

Almir Guilherme Barbassa:

Então tem que esperar até o final do ano. Nós não temos data especificada, nós vamos receber os desenhos das refinarias até o final do ano.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Lilyanna Yang, UBS:

Obrigada. Uma pergunta em relação ao acordo coletivo de trabalho, quanto que foi, em milhões de Reais, provisionado nesse 3T ou no ano já frente ao aumento que terá agora? Aliás, qual o montante no trimestre que vocês gastam na verdade com mão de obra própria e despesa de pessoal?

Uma segunda pergunta é se vocês podem dar uma ideia de quantos poços exploratórios e de quanto de produção vocês têm programado para 2012? Obrigada.

Almir Guilherme Barbassa:

Lilyanna, está difícil a audição aqui. Eu não sei se é o problema do sistema ou se você está falando longe do microfone.

Lilyanna Yang:

Eu vou repetir a pergunta. Número um é quanto de provisão para o acordo coletivo de trabalho vocês provisionaram nesse 3T em milhões de Reais, que vocês indicaram que impactaram as despesas conforme o slide três? E a pergunta seguinte em relação a isso é quanto que vocês gastam de mão de obra própria e despesas de pessoal no ano ou no trimestre?

A segunda pergunta é em relação aos poços que vocês farão para o ano que vem. Vocês podem quantificar quantos são exploratórios e quantos de produção?

Almir Guilherme Barbassa:

Nós não dissemos quanto aos poços nem o número exato que vamos perfurar, o que foi dito é que dado a disponibilidade maior de sondas, nós vamos fazer mais do que fizemos esse ano, que é o esperado. E a maioria vai ser para desenvolvimento. Um número menor de sondas é dedicado à exploração, mas eu não tenho números.

Lilyanna Yang:

OK. Desculpa, e sobre o acordo coletivo de trabalho e o provisionamento no trimestre? Ficou faltando então vocês falarem quanto teve de provisão sobre o acordo coletivo de trabalho em 2011, ou quanto vocês gastam com mão de obra própria de despesa de pessoal ao ano?



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Almir Guilherme Barbassa:

Lilyanna, no intervalo quando caiu a ligação encontramos aqui a informação. São aproximadamente R\$15 bilhões, o custo total no ano com pessoal, 9M, nos 9M do ano. No ano passado foram R\$13,5 bilhões, então nós crescemos a lotação e houve um ajuste em setembro do ano passado, que explica esse crescimento de aproximadamente R\$1,5 bilhão, próximo de 10%.

Eduardo Molinari:

Com relação ao provisionamento do efeito do acordo coletivo, nós provisionamos líquido de imposto de renda cerca de R\$600 milhões, total.

Vicente Falanga, Santander:

Bom dia a todos, obrigado pelo *call*. Uma pergunta rápida, em relação à redução de custos, Barbassa, você falou que olhando para frente vocês esperam que os custos voltem a cair, qual o patamar de custo vocês acham que seria recorrente, olhando para frente, em termos de USD por barril? E se essa redução, se vocês têm uma ideia de em quanto tempo vocês pretendem fazer, se é algo que já devemos ver em 2012, ou é algo que devemos ver mais de 2013 para frente, quando a produção começar a aumentar de forma mais significativa? Obrigado.

Oi, Barbassa, minha pergunta foi em relação à redução de custo, em quanto tempo vocês esperam atingir níveis mais normalizados de custo, seria algo para 2012, ou mais para 2013 quando a produção começar a aumentar mais? E qual seria esse nível, em termos de USD por barril? Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Vicente, não fazemos esse tipo de previsão, mas eu vou perguntar ao Molinari se ele tem alguma informação nesse sentido. O que nós esperamos é que com o crescimento da produção, com mais poços sendo conectados, você acaba diluindo uma parte desses custos decorrentes de reparo, na medida em que as plataformas voltem à operação, o custo do repasse não cai mais, os serviços, os materiais, isso são fatores que esperamos que venham ocorrer, e que aquela média de R\$17, R\$18 por barril, que acontecia, por um bom tempo, até o início desse ano, se não retornar podemos ter pelo menos como meta reduzir o que está aí hoje.

Molinari, você tem algo a dizer?



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Eduardo Molinari:

Inclusive, depende também do preço do petróleo, que é outra variável importante nisso aí. Quando o preço do petróleo sobe, quando está nos patamares atuais, temos custos de serviços especializados na indústria do petróleo aumentando, então essa projeção é muito difícil fazermos, tem que levar em conta todas as variáveis, preço maior do petróleo, aumento dos custos, agora com a produção maior, vamos falar do curto prazo, no 4T temos um efeito positivo na redução do custo unitário, uma vez que aquelas plataformas P-56, P-57 vão atingindo uma produção maior o custo vai caindo, depende também da taxa de câmbio, todas essas variáveis influem no custo de extração em USD. É muito difícil fazermos essa projeção para 2012.

Vicente Falanga:

Está certo, obrigado.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Bom dia, pessoal. Eu tinha algumas perguntas, mas eu vou me limitar a algumas coisas mais relacionadas com o trimestre mesmo, a primeira coisa que eu queria verificar com vocês é o seguinte, tivemos essa discussão algum tempo atrás, mas eu só queria saber se no entendimento da Empresa hoje, a produção que vocês estão fazendo, que advém de teste de longa duração, os TLDs de Tiro e Sidón, os TLDs lá na área do BM-S-9, TLDs de tudo que não está em área declarada como comercial, isso está ou não contribuindo para o lucro da área de E&P, e conseqüentemente para o lucro da Empresa como um todo? Essa era a primeira pergunta que eu tinha.

E a segunda pergunta, ainda na parte de produção, se eu puder abrir essa pergunta em duas partes, a primeira delas era só entender, na visão de vocês, temos muita parada que ainda virá em outubro e novembro e dezembro? E a parte dois dessa pergunta era, os poços que vocês mencionaram, 15 poços adicionais, ou melhor, 20 poços no trimestre, me pareceu uma quantidade bastante grande, eu só queria entender de onde que eles estão vindo, se é que vocês têm como dar para nós um pouco mais de visibilidade nisso.

Almir Guilherme Barbassa:

Eu vou passar a palavra ao Molinari, que vai nos responder, e ele também tem uma informação agora, em benefício da queda da linha, que ficamos devendo sobre o potencial dos poços conectados no 3T, que foram 15.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Eduardo Molinari:

Uma pergunta, acho que foi do Emerson Leite, e já temos a resposta. Esses 15 poços estão produzindo 100.000 barris por dia, na totalidade, eu não tenho detalhamento aqui, mas esse é o número total da contribuição dos 15 poços que entraram no 3T.

Almir Guilherme Barbassa:

Quanto à produção dos TLDs, a primeira de suas perguntas, ela contribui sim, o volume produzido integra a produção novamente do E&P que é exportado ou adaptado para o *downstream* aqui e contribui para o resultado do período.

A questão das muitas paradas para novembro e dezembro, eu passo para o Molinari, assim como a origem dos poços, como se imagina origem e como serão completados, os 16 poços, que é realmente uma média que vemos aqui maior do que nós vimos antes.

Eduardo Molinari:

Com relação a essa questão das paradas, nós ainda temos paradas na plataforma central de Enchova, e também temos em Marlim, no campo de Marlim, especialmente pela instalação do separador submarino água/óleo, que vai iniciar a produção em dezembro, e estamos com o poço parado por conta disso. Então, temos uma redução significativa nesses meses de novembro e dezembro.

Com relação aos poços, são poços da P-56, basicamente, nós temos três a quatro poços para entrar, da P-57 nós temos mais dois poços para entrar. Temos mais um poço no piloto de Lula, recentemente reconectamos o segundo poço no piloto de Lula, uma produção de 25.000 barris por dia adicionada, e teremos agora um terceiro poço no início de dezembro. Então, basicamente as grandes contribuições serão advindas destas áreas.

Gustavo Gattass:

Está bom. Molinari, deixe-me só esclarecer uma coisa que você falou sobre as paradas, eu não sei se eu anotei errado, a separação submarina, você falou que está tendo que ter uma parada, a plataforma inteira para com a instalação desse equipamento, ou são só alguns poços?

Eduardo Molinari:

Não, não é a plataforma toda. É uma parada parcial da P-37, estamos falando da P-37, é um poço. Mas, além disso, tem Marlim. Não é só essa parada, tem outra parada que está em andamento também neste mês de novembro.

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Obrigado.

Bruno Varella, Bradesco:

Bom dia. Eu tenho duas perguntas, a primeira delas seguindo essa pergunta do Emerson, com relação ao *gap* entre os reajustes. Pós-reajuste, quanto vocês calculam que esteja o *gap* de gasolina e diesel para referências internacionais? E se essas diferenças justificariam novos reajustes no curto prazo.

E a segunda pergunta, referente ao slide 14, entre a diferença de produção e venda de gasolina, eu sei que houve uma situação atípica tanto no ano passado quanto neste ano com relação ao setor de etanol, mas essa diferença entre as vendas e a produção de gasolina justificaria alguma alteração no projeto das novas refinarias, já que elas não contemplam nada de gasolina, é basicamente diesel e QAV? E se teria alguma modificação, se haveria algum CAPEX adicional, algo do gênero.

Almir Guilherme Barbassa:

Não antevemos nenhuma alteração nas refinarias novas. Isso é interpretado como uma situação conjuntural. Você sabe muito bem que o álcool é bastante competitivo no Brasil, e na medida em que se recuperar o problema da safra, deverá ser retomado crescimento da produção de álcool, que sempre absorve uma parcela da demanda de gasolina. Então, não se programa nenhuma mudança, nenhum investimento adicional em decorrência dessa situação atual.

Os investimentos que estamos fazendo nas refinarias existentes são já de conhecimento, são para melhoria da qualidade da gasolina e do diesel para disponibilizar o bem aqui de acordo com as novas regras.

Bruno Varella:

Mas nada com relação à expansão para aumento de volume?

Almir Guilherme Barbassa:

Não. O aumento de volume ocorreu. Como você pode ver aqui, do ano passado para este ano produziu-se mais de 50.000 barris por dia de gasolina. Há certa flexibilidade nas refinarias que podem ajustar nessa margem, mas o crescimento foi de 120.000 barris por dia de um ano para outro, em relação a produzir-se 343.000 e a demanda agora passou a 469.000. Isso é um crescimento muito rápido.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Bruno Varella:

Então vocês trabalham com o cenário de que o etanol deve voltar à normalidade e a gasolina tende a voltar a esses volumes?

Almir Guilherme Barbassa:

Exatamente. Isso é o que esperamos que aconteça.

Bruno Varella:

E com relação ao *gap* entre diesel e gasolina, preços internacionais?

Almir Guilherme Barbassa:

O *gap* existente? Qualquer que seja o *gap* existente neste momento, ele está em observação, e vamos ajustar novamente, ou para cima ou para baixo, em função do que virmos a observar no mercado.

Bruno Varella:

Mas vocês teriam os valores hoje, Barbassa?

Almir Guilherme Barbassa:

Não. Não tenho esses valores, infelizmente.

Bruno Varella:

OK. Muito obrigado.

Fernando Vale, Citi:

Bom dia a todos. Duas perguntas. A primeira é quanto ao custo de refino. Nós notamos uma redução de 6% no trimestre, e eu só queria entender se isso será recorrente daqui para frente, ou se podem haver outras reduções no futuro.

E segundo, quanto ao vazamento da Exxon, como está o processo de limpeza e quais os custos associados à Petrobras? Obrigado.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Almir Guilherme Barbassa:

Você está se referindo ao vazamento no campo de Frade, que é operado por Chevron. Nós não temos informações a dar, não somos operadores.

Quanto ao crescimento da operação e sua sustentação, produção de derivados...

Fernando Vale:

É o custo de refino, Barbassa.

Eduardo Molinari:

Em relação ao custo de refino, vemos essa variação entre trimestres de 6% para baixo, e se formos fazer a análise vertical, veremos que metade da variação foi de paradas programadas. Até comentamos no evento anterior que havia uma expectativa de que tivéssemos um 2S de paradas programadas bem mais leve do que tivemos no 1S, ao contrário do que aconteceu no ano passado.

Então, em relação a paradas programadas, sabemos que é sazonal, mas nossa expectativa é distribuir isso ao longo do tempo para que consigamos ter certa constância de gastos, e não picos. Então, é esperado que tenhamos um patamar de gastos no acumulado ao longo do ano daqui para frente. Ou seja, essa queda de 6% não significa que tenhamos outra queda de 6%. Basicamente, devemos manter esse patamar de custo de refino.

Fernando Vale:

OK. Muito obrigado.

Lucas Brendler, Banco Geração Futuro:

Bom dia a todos. Minha pergunta vai direcionada ao slide apresentado por vocês, slide dez, em relação à adição de capacidade para 2012, em específico naqueles cinco sistemas, que quatro devem entrar em operação no 2S12. E é citado no mesmo slide que o ingresso de sondas adicionais deve acelerar o processo de *ramp up*. O quanto vocês esperam que esse *ramp up* seja acelerado, e qual o nível médio de produção...

Almir Guilherme Barbassa:

Lucas, a audição está um pouco prejudicada. Realmente, eu não sei se é questão da linha, o que está acontecendo. O som disponibilizado para nós está um pouco baixo, então está difícil entender, acompanhar sua pergunta. Se você puder sumarizar e repetir, por favor.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Lucas Brendler:

Claro. Em relação ao slide dez, da adição de capacidade, ela está concentrada majoritariamente no 2S12. É citado também que a adição de sondas novas deve acelerar o processo de *ramp up* desses sistemas. Qual é a expectativa de vocês em termos de tempo da aceleração desse *ramp up*, e qual será a expectativa de produção médio desses sistemas que entrará em operação em 2012?

Almir Guilherme Barbassa:

Molinari, você teria a informação sobre o que seria, talvez, a resposta para ele? O que seria o *ramp up* ótimo de uma plataforma de grande porte, em quanto tempo ela se dá se você não tiver restrições de poços ou equipamentos para fazer essas conexões?

Eduardo Molinari:

O *ramp up* que vínhamos trabalhando chegava, em média, a um ano e meio para atingirmos o pico de produção. Um exemplo que eu posso dar que vimos melhorando isso é a P-56, que entrou em produção dia 15 de agosto e já atingiremos 80% da capacidade no final do ano, e pico no início do 1T12. Então, estamos de fato encurtando esse tempo de *ramp up*, com a chegada das novas sondas. É isso que eu posso falar sobre isso.

Lucas Brendler:

E você tem uma expectativa média de quanto esses sistemas novos podem agregar ainda em 2012? Porque temos os números de capacidade do sistema. O quanto eles poderiam agregar para 2012 em termos de produção?

Eduardo Molinari:

Em termos de produção, temos os 20% restantes da P-57, os 20% restantes da P-56, e outros poços em diversas áreas, ligando poços a plataformas existentes, isso para 2012. No meio do ano já começam a entrar novas plataformas; estamos falando dos quatro sistemas que estão para entrar em 2012, falando do 4T12, como está na apresentação do Diretor.

Lucas Brendler:

Excelente. Obrigado.

Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Paula Kovasrky, Itaú BBA:

Bom dia a todos. A primeira pergunta, só entender um pouco quais são as empresas que geraram esse positivo de R\$1,5 bilhão, as SPCs que geraram esse retorno de R\$1,5 bilhão no lucro. Só para entender mais ou menos de onde veio isso. Essa é uma pergunta bem específica.

E a segunda pergunta, sobre produção. Vocês falaram bastante de uma perspectiva melhora para novembro e dezembro, um aumento na casa de 165.000 barris por dia, que pode ser contraposto por alguma manutenção a ser feita em Anchova e mais Marlim. Qual é a expectativa de adição líquida que vocês têm? O que seria a expectativa de produção no final de 2011?

E aí tentando construir um pouco o que é a expectativa de vocês para 2012, se assumirmos 2,2 milhões para o final do ano de 2011, que talvez seja um pouco agressivo, estaria só somando 175.000 em 2013, mas vamos assumir 2,2 milhões, um *depletion* de 10%, colocar metade disso dá 110, nós estamos falando de 2.000 baixo, e aí poderíamos somar uma adição desses 414.000 barris por dia que vocês estão comentando de perspectiva para 2012.

Se pensarmos que as duas plataformas que entraram no 4T terão uma contribuição limitada para a produção média do ano e as outras duas entram no 3T, se quisermos bem benevolentes, que elas vão produzir durante seis meses, considerar metade disso como sendo *ramp up*, a adição líquida de produção não será muito maior do que algo como 100.000, 70.000 barris por dia, o que daria um crescimento muito parecido com o que foi o *guidance* de crescimento que vocês deram no início do ano passado para o ano de 2011. Essa é a expectativa, que 2012 seja um ano ainda de crescimento modesto de produção? Faz sentido pensar dessa maneira, ou tem mais coisa que não estamos capturando?

Almir Guilherme Barbassa:

Paula, eu acho que é sempre justificável, do ponto de vista de vocês, buscarem essa visão, mas nós ainda não estamos divulgando nossa meta de 2012. Vamos trabalhar e calcular dentro dessas variáveis que você tão bem levantou, para levar a vocês e ao mercado a meta de produção em 2012.

Por enquanto, damos algumas indicações. As indicações estão no slide número dez. O fato de que temos ainda capacidade a ser incorporada à produção, das unidades instaladas recentemente; assim como as unidades que pararam sua produção, voltando elas vão adicionar sobre aquela média que temos até agora. E o número maior de sondas, que será capaz de perfurar mais poços para completação, fazendo um *ramp up* mais rápido da produção dessas novas unidades instaladas.

Além disso, a menos que o Molinari tenha alguma informação na manga, eu não teria nenhuma informação a lhe contribuir.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Paula Kovarsky:

Nem para o final deste ano?

Eduardo Molinari:

Paula, para o final deste ano, um prazo mais curto, já que 2012 nós divulgaremos a meta mais à frente, se tudo correr bem nós podemos chegar realmente a 2,2 milhões no pico diário, não estamos falando de média. No mês de dezembro estaremos produzindo mais que 2,1 milhões, mas como pico diário, tudo correndo bem, os poços entrando conforme previsto, não tendo outras paradas não programadas, podemos chegar a 2,2 milhões de pico.

Paula Kovarsky:

OK. Só mais uma pergunta rápida, sobre produção: esse acordo com a ANP, se eu entendi corretamente, a ideia é que ele dê previsibilidade, seja nas manutenções, seja nas inspeções. Vocês esperam que esse acordo diminua o nível de manutenção, também, ou é só tornar isso mais previsível?

Eduardo Molinari:

Eu acho que é só tornar isso mais previsível. Não acreditamos que vá reduzir a exigência que a ANP tem feito com relação às plataformas, mas pelo menos estaremos trabalhando com uma previsibilidade bem maior do que tínhamos este ano.

Almir Guilherme Barbassa:

E só uma previsibilidade maior, Paula, já ajuda a reduzir custos.

Quanto à primeira parte da sua pergunta, de onde vieram as contribuições de minoritários, vou passar ao Álvaro para lhe informar.

Álvaro:

Basicamente, essa redução de participação de minoritários é proveniente de sociedades de propósitos específicos que têm dívida em USD, portanto foram afetadas pela desvalorização do Real.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Eu poderia destacar aqui algumas: a Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais, CDMPI; a CDFP Offshore, e mais a Nova Transportadora do Nordeste e Nova Transportadora do Sudeste. São as principais.

Paula Kovarsky:

E você consegue nos dizer, em grandes números, qual é o tamanho da dívida em USD dessas SPCs?

Álvaro:

Eu não tenho essa informação aqui.

Paula Kovarsky:

OK. Obrigada. Só uma última pergunta, se me permite: estamos vendo bastante barulho na mídia sobre uma potencial greve, que é difícil de prever, mas vocês já têm algum tipo de contingenciamento, algum esquema para, pelo menos, preservar a produção? Qual é a expectativa de vocês?

Almir Guilherme Barbassa:

Paula, normalmente, nós trabalhamos com uma preparação contingencial para essas situações, eliminar qualquer prejuízo de produção. Mas o que eu vi, a última informação é que a greve não acontecerá mais conforme estava programada. Foi adiada, não eliminada. Mas não é para iniciar hoje ou amanhã, conforme estava na programação.

Paula Kovarsky:

OK. Muito obrigada.

Operadora:

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

Almir Guilherme Barbassa:

Eu gostaria de agradecer a presença de todos, e me desculpar pelas quedas de conexão. Vamos trabalhar não só para manutenção da produção da Petrobras, como para ter uma linha um pouco mais estável na próxima conferência. Muito obrigado a todos.



Transcrição da Teleconferência Resultados do 3º Trimestre de 2011 16 de novembro de 2011

Operadora:

Obrigada. 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. Isso conclui a teleconferência de hoje. Muito obrigado pela sua participação. Por favor, desconectem suas linhas, e tenham um bom dia.

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