

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

Operadora:

Bom dia senhoras e senhores. Bem-vindos ao webcast/teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para apresentação de informações referentes aos resultados do primeiro trimestre de 2016.

Informamos que os participantes acompanharão a transmissão pela internet e por telefone apenas como ouvintes, com tradução simultânea para o inglês. Após a apresentação, será aberta a sessão de perguntas e respostas, quando serão dadas as orientações aos participantes.

Caso alguém necessite de assistência durante a transmissão, por favor, solicite a ajuda de um operador digitando *0.

Estão presentes hoje conosco:

- O Sr. **Ivan de Souza Monteiro, Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores;**
- A Sra. **Solange da Silva Guedes, Diretora de Exploração e Produção;**
- O Sr. **Jorge Celestino Ramos, Diretor de Refino e Gás Natural;**
- O Sr. **Hugo Repsold Júnior, Diretor de Recursos Humanos, SMS e Serviços;**
- E demais executivos da companhia.

Lembramos que esta reunião está sendo gravada e solicitamos especial atenção ao slide nº. 2, que contém um aviso aos acionistas e investidores. As palavras “acredita”, “espera” e similares relativas as projeções e metas constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras.

Para começar, ouviremos a Gerente Executiva de Relacionamento com Investidores, Isabela Carneiro da Rocha, que fará uma apresentação das informações referentes aos resultados do primeiro trimestre de 2016. Posteriormente, serão respondidas as perguntas dos participantes. Por favor, Sra. Isabela.

Isabela Rocha:

Bom dia, boa tarde a todos. Queria começar a apresentação chamando atenção ao slide nº. 2 que tem aviso aos acionistas e investidores. Vamos passando, então, para o slide 3, onde a gente destaca o comportamento do câmbio, mostrando o câmbio médio no primeiro trimestre de 2016 de 3,90, um valor superior em 36% ao câmbio médio do primeiro trimestre do ano passado, mas comparando com o quarto trimestre a gente nota uma tendência de queda de valor em relação ao final do período.

Seguindo para o slide 4, que mostra o comportamento do Brent, a gente observa um valor muito baixo de 34 dólares por barril no primeiro trimestre de 2016, uma queda de 37% em

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

relação ao ano passado, ao mesmo trimestre do ano passado, e, também, uma queda expressiva em relação ao quarto trimestre do ano passado. Esse valor de Brent é bastante reduzido e não é observado há mais de dez anos no mercado.

Passando para o slide nº. 5, entrando nos destaques do resultado, começando pelo lucro bruto. Nós tivemos 21 bilhões de reais de lucro bruto, uma queda de 6% em relação ao ano anterior. As principais explicações foram a redução de receitas de vendas, principalmente pela queda de 8% na venda de derivados, no menor volume vendido de gás e de energia pela queda da demanda do setor elétrico e também recuo nos preços de energia elétrica. Também houve uma queda na produção de óleo e gás, de 7%. A queda do preço do Brent resultou também em valores menores de preços de exportação de óleo e derivados e tivemos um efeito importante de aumento de custos com a depreciação. A depreciação em função da queda de reserva, decorrente da queda do preço do petróleo. Isso é em função do método de depreciação que é por unidades produzidas.

Esses fatores negativos foram compensados pelas maiores margens praticadas de gasolina e diesel, pelo maior volume de exportação de óleo e derivados (tivemos 14% de aumento de exportação) e menores custos de participação governamental e importações.

Indo para o resultado operacional, tivemos 8,1 bilhões de reais de resultado, uma queda, também, de 37% em relação ao ano passado. Observamos, aqui, um maior gasto com ociosidade de equipamentos, principalmente sondas, uma maior despesa com planos de pensão e de saúde por conta do aumento da taxa de juros aplicado sobre o maior saldo atuarial e também observamos o *impairment* no campo de Bijupirá e Salema. Lembro, aqui, que essa queda também de 37% no primeiro trimestre de 2015... havíamos visto uma reversão pela perda com recebíveis no setor elétrico.

Passando para o resultado financeiro, que foi de menos 8,7 bilhões de reais, a gente vê um aumento de despesa... uma despesa líquida adicional de 3,1 bilhões em função de, principalmente, acréscimo nas despesas com juros pelo câmbio e pelo maior endividamento, se comparado ao primeiro tri do ano passado, um maior efeito da variação cambial e uma maior reclassificação de *hedge accounting* do patrimônio líquido para o resultado. Este resultado financeiro de menos 8,7 se sobrepõe, então, ao resultado operacional decorrendo daí um prejuízo de 1,2 bilhão de reais.

Passando para a página seguinte, nº. 6, a gente traz uma visão caixa da companhia e trazemos aqui resultados importantes do EBITDA ajustado de 21,1 bilhões de reais, uma pequena queda em relação ao ano anterior. Se nós excluirmos itens não recorrentes o EBITDA fica em 22 bilhões de reais. Observando a geração de caixa e uma margem de 30%, uma margem bastante elevada considerando o ambiente de preço de petróleo tão reduzido.

Olhando a geração operacional de caixa, que foi de 17,3 bilhões de reais, um aumento de 5% em relação ao ano passado, explicada, principalmente, pelas maiores margens praticadas de diesel e gasolina, pela redução de gastos com participação governamental e importações que foram compensadas em parte por menores exportações de petróleo e queda no volume de

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

vendas. Olhando a visão caixa dos investimentos tivemos uma redução importante, investimentos no primeiro tri 14,9 bilhões de reais, 16% inferior ao ano passado e queria destacar que 88% desses investimentos estão concentrados na área de E&P.

Passando para o fluxo de caixa livre, que nada mais é que a geração operacional menos investimentos, a gente observa um fluxo de caixa livre de 2,4 bilhões de reais nesse trimestre de 2016. É positivo, pelo quarto trimestre consecutivo, esse número é bastante importante porque reflete o objetivo que temos buscado no esforço para a desalavancagem da companhia e uma disciplina de capital pela redução de investimentos. Considerando mais uma vez o ambiente de preços de Brent tão reduzidos, esse resultado de fluxo de caixa livre nos é bastante importante.

Passando para o slide nº. 7, vemos o endividamento, a situação do endividamento da companhia. A gente observa uma redução no endividamento total e vem reduzindo gradativamente desde o terceiro trimestre de 2015, mas, nesse último trimestre, vimos uma queda de 492,8 bilhões para 450 bilhões, uma queda de 9%, e refletida no endividamento líquido, também, uma queda de 6%. Em visão em dólar nós temos 126,4 bilhões de dólares de endividamento bruto e 103,8 em endividamento líquido, um aumento de 3% em relação ao último trimestre. Nesse trimestre nós amortizamos 24,7 bilhões de reais em juros e principal, e em termos de captação houve apenas uma captação que foi um *sale leaseback*, na verdade, com a ICBC no valor de 1 bilhão de dólares. Então, a gente traz aqui o comportamento do custo da dívida e do prazo médio, mostrando uma tentativa de alongamento dessa dívida. Em termos de indicadores de endividamento a gente vê uma queda, endividamento líquido/EBITDA de 5,3 para 5,03, uma queda de 5%, e 2 pontos percentuais de queda na alavancagem, então, estamos com 58% de alavancagem.

Seguindo para o slide nº. 8, aqui é apenas um resumo das variáveis que foram colocadas, chamo atenção apenas para a linha de investimentos que aqui traz uma visão competência, portanto, um pouco distinto dos números apresentados no slide nº. 6 que trazia a visão caixa.

Seguindo à frente passando para parte de destaques operacionais, no slide nº. 9 a gente mostra a produção de óleo e gás no Brasil e no exterior. Tivemos no primeiro tri 2,6 milhões de barris por dia de óleo equivalente, uma queda de 7% em relação ao ano passado, explicada pela concentração de paradas para a manutenção que tivemos nesse trimestre. Em média, nós perdemos no trimestre 5% em produção. Essas paradas foram acontecendo principalmente na bacia de Campos (Marlim, Albacoara, Marlim Leste e Caratinga) e no Espírito Santo também (Jubarte, Parque das Baleias e Golfinho). Essas unidades que pararam já retornaram à operação e esse efeito foi atenuado pelo *ramp-up* e entrada de novas plataformas que estão acontecendo no pré-sal com o *ramp-up* e a entrada do Cidade de Itaguaí e do Cidade de Mangaratiba. Destaco aqui que a produção em abril ela já mostrou uma retomada. Nós tivemos 2,69 milhões de barris de óleo equivalente por dia em abril e esperamos para o ano um menor nível de paradas, reafirmando a nossa meta de produção de 2,145 milhões de barris de óleo gás no Brasil. Aqui nós vemos no trimestre que esse valor foi de 1,980 milhões.

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

Passando para o slide seguinte, gostaríamos de dar um destaque especial no pré-sal, é o slide nº. 10. Destacamos o aumento de 29% de produção no pré-sal desde o primeiro trimestre do ano passado até o primeiro trimestre desse ano, então, em produção operada, nós estamos em 859 mil barris por dia e, aqui, tem a parcela Petrobras e a parcela dos parceiros, e nós já atingimos, em termos de óleo mais gás, já ultrapassamos 1 milhão de barris por dia desde julho do ano passado.

Um destaque, aqui, para as plataformas que entraram no primeiro tri que a gente espera que entrem até o final do ano, então tivemos o FPSO Cidade de Maricá no campo de Lula e o pré-sal, em função da alta produtividade dos poços, está nos trazendo um custo de extração inferior a 8 dólares por barril. Esperamos, para o terceiro trimestre, a entrada de mais uma unidade campo de Lula, Cidade de Saquarema, e uma nova unidade no campo de Lapa, Cidade de Caraguatatuba.

Gostaria de destacar... esse destaque principal do pré-sal, mas de comentar que a nossa produção na Bacia de Campos houve um aumento de 12% de março para abril com retorno à operação das plataformas que estavam paradas.

O slide seguinte, que é o slide nº. 11, que traz o custo de extração. No nosso custo de extração no Brasil houve uma redução importante. Estamos com 10,49 dólares por barril, uma redução de 21% em relação ao ano passado. Isso é explicado por menores gastos com intervenções em poços na Bacia de Campos e pelo aumento da participação da produção do pré-sal na produção da Petrobras. Como já vimos, o custo de extração do pré-sal é menor, então, reduzindo a média de custo da Petrobras.

Em reais, esse custo de extração se manteve estável. Olhando no exterior, houve uma queda importante de custo de extração que é explicada pela venda de campos na bacia Austral, que ocorreu em 2015, que tinham custos operacionais mais elevados, e a entrada em operação de novos Campos no Golfo do México, como Hadrian South, com custos mais baixos, e houve um componente de desvalorização da moeda Argentina, também. Então, o custo de extração da Petrobras, considerando Brasil e exterior, é de 10,13 dólares por barril, o que é um número bastante competitivo na indústria do petróleo.

Passando a seguir para o slide 12, olhamos a produção de derivados no Brasil e, apesar da retração do mercado, a produção se manteve estável reduzindo a participação de importados no mix de venda. O fator de utilização caiu um pouco, de 86% para 84%, mas o perfil de produção, o rendimento de derivados do nosso parque de refino, ele aumentou em derivados de maior valor agregado. Então, aumentou para 70% diesel, gasolina e QAV. Aqui também chamo atenção pelo esforço em aumento de produção de diesel. No primeiro trimestre desse ano, 42% da produção foi diesel, em comparação a 40% no ano passado. Isso se traduz numa melhoria da eficiência operacional do parque de refino, especialmente na Rnest. Gostaria de destacar que, na Rnest, 72% da produção é diesel.

E dentro da produção de diesel uma participação do diesel S10, que é o diesel com 10 PPM de enxofre, um diesel de altíssima qualidade, a participação do diesel S10 no total de diesel

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

produzido aumentou 28% nesse primeiro trimestre. Então, demonstrando uma melhora da equação do perfil de produção a demanda brasileira e da qualidade dos produtos entregues.

No slide seguinte, nº. 13, nós mostramos a venda de derivados no Brasil. Houve uma queda, em função da queda da demanda, da retração da economia, então o valor de 2 milhões e 56 mil barris por dia no primeiro tri, divididos entre 798 mil barris o diesel, 564 de gasolina, uma queda de 8%, como eu já falei. Essa queda aconteceu em relação a Nafta, 10% de queda na Nafta por conta da demanda principalmente pela Braskem (consumo da Braskem), uma demanda bastante importante de óleo combustível, 33%, explicado pela demanda termoelétrica (menor demanda termoelétrica). O diesel, uma queda de 12% explicada pela menor demanda, houve também um aumento de venda por terceiros e uma perda de *market share*, então, no Refino e pela menor geração pelas termoelétricas a diesel.

Como falei, houve uma retração da demanda, mas o nosso perfil de produção ele está mais adequado ao perfil de demanda brasileira.

Passando a seguir para o slide 14, a gente traz balanço de importação e exportação, mostrando uma redução. Isso foi reflexo da redução da demanda, então, isso se refletiu em menores importações e maiores exportações, 14% de aumento de exportações de óleo e derivados. Basicamente, importamos gasolina, diesel, nafta, QAV e GLP e exportamos, principalmente, óleo combustível. Então, nós vemos um saldo, uma melhora no saldo, em relação ao primeiro trimestre do ano passado, no saldo da balança de líquidos.

Seguindo para o slide 15, nós trazemos o custo de refino. No Brasil, o nosso custo de refino de 2,27 dólares por barril, uma queda de 20% em relação ao ano passado. Em reais, houve um aumento de 7%, justificado pelo reajuste salarial concedido no acordo coletivo e também pela redução da carga processada. O custo de pessoal é bastante impactante e importante para o custo de refino no Brasil.

No exterior, o custo de refino é maior, é de 4 dólares por barril, e houve um aumento em relação ao ano passado, principalmente pelos maiores gastos de operação e manutenção na refinaria de Pasadena e foram parcialmente compensados pela desvalorização da moeda Argentina porque aqui também está presente a refinaria de Baía Blanca, que nós temos na Argentina.

Passando a seguir para o slide 16, trazemos uma visão das despesas gerais e administrativas, uma queda de 2% em relação ao primeiro trimestre do ano passado e houve uma redução apesar de uma inflação de cerca de 10%, esta redução é fruto de várias iniciativas de redução de custos, embora diversas iniciativas tenham reflexo também no custo de produtos vendidos e não aparece aqui, também tem reflexo nas despesas gerais e administrativas. Aqui foram responsáveis menores gastos com serviços de terceiros, compensados pelos maiores gastos de pessoal em função do reajuste salarial como já comentamos. Mas a empresa continua nas suas iniciativas de redução de custos e esse é um resultado importante para a Petrobras. Passando a seguir para o slide 17, uma visão do resultado operacional, gostaria de destacar que a Petrobras é uma empresa integrada, equilibrada em termos de produção de petróleo,

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

produção de derivados e vendas, então existe um *head* natural o que é interessante num ambiente de tão baixos preços de petróleo. Então, o resultado por área de negócio ele é apenas auferido em função de preços internos de transferência, mas a estratégia da companhia por ser integrada traz um equilíbrio. Então olhando o resultado do abastecimento foi bastante importante, 11,5 bilhões de reais, como já falamos, menores custos de aquisição de petróleo, menor participação do óleo importado na carga, menor participação de derivados importados no *mix* de vendas e as maiores margens de diesel e gasolina então são responsáveis pelo resultado tão bom no Abastecimento.

E a exploração e produção, nós tivemos 0,8 bilhão de perda, na verdade fruto de um declínio de 37% no preço de óleo, como já vimos, numa menor produção de óleo e também pelo importante efeito de depreciação e da ociosidade de equipamentos, compensados pelos menores gastos com participação governamental. Se nós excluirmos aqui a ociosidade o resultado já seria suficiente para o resultado ser positivo em cerca de um bilhão de reais.

No segmento de gás e energia um resultado positivo de 1.1 bilhão, é dado à maior margem de comercialização do gás pelos menores custos de aquisição, seja do GNL e do gás boliviano, pela redução, uma redução de 5% de vendas de energia elétrica e redução do PLD e uma redução também de 20% de vendas de gás.

No segmento de distribuição, e aqui nós estamos falando em distribuição no Brasil e distribuição no exterior, o resultado foi negativo em 50 milhões, explicado pelo menor volume de vendas em função da retração econômica, houve uma redução de 59% nas vendas de diesel e óleo combustível pra térmicas. Pela queda de *market-share*, na BR, houve uma queda de 36 para 32%, parte dessa queda é também explicada pelo reposicionamento da BR que está privilegiando rentabilidade em detrimento de volume. Explicado pelas perdas dos recebíveis do setor elétrico e por contingências fiscais. Não fossem os fatores não recorrentes que gravaram resultado da BR nós teríamos um resultado perto de 800 milhões de reais na Petrobras distribuidora.

No setor de biocombustível uma perda de cem milhões, principalmente no setor de etanol e no segmento corporativo mantemos o mesmo patamar de 2015 no valor de quatro bilhões de reais. Resultando então no resultado operacional de 8.1 bilhões como já falamos anteriormente.

No slide nº. 18 ele traz uma... A nossa melhor visão atual de fluxo de caixa para 2016, então ele contém alguma expectativa até o final do ano, nós começamos 2016 com saldo inicial de caixa de 26 bilhões de dólares, as figuras aqui estão em dólares, uma geração operacional como estamos vendo está melhor e é esperado 24 bilhões de reais, de dólares, desculpe. Temos uma parcela de garantias judiciais que são garantias necessárias para processos que saem da esfera administrativa e vão para a esfera judicial, que requerem garantias. Nós de forma conservadora colocamos aqui como se essas garantias fossem integralmente dadas em cash e colocamos um valor de seis bilhões de dólares. Chamo atenção que no primeiro tri de 2016 esse valor foi apenas de cem milhões... Cem milhões de dólares. Em termos de dividendos, juros e amortizações esperamos 20 bilhões de dólares entre despesas financeiras e

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

amortizações, dividendos tá aqui colocado como zero, e investimentos 19 bilhões de dólares, em termos de desinvestimento continuamos buscando a meta de 14 bilhões de dólares anunciado para compor o plano 2015/2016 de 15.1 bilhões de dólares e acabamos de anunciar o fechamento da operação da venda da Argentina e anunciamos outras operações então os desinvestimentos estão acontecendo e nós reafirmamos essa meta.

Em termos de rolagens e captações nós só colocamos nesse slide o que já ocorreu, só o realizado até o momento então é o sale & leaseback com a SBC, como já comentado, e algumas rolagens. Levando a um saldo final de caixa no valor de 21 bilhões de dólares.

Eu agradeço a atenção de todos os participantes e podemos passar agora à sessão de perguntas e respostas.

Operadora:

Agora terá início a sessão de perguntas e respostas. Solicitamos que cada participante faça no máximo duas perguntas de forma pausada e clara e que sejam feitas seguidamente para que os executivos a respondam na sequência. Solicitamos também que as perguntas não sejam feitas através da função viva voz. Informamos que as perguntas feitas em inglês serão traduzidas para os executivos da companhia que as responderão em português e essas respostas serão traduzidas para o inglês.

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Caio Carvalhal do Brasil Plural.

Caio Carvalhal – Brasil Plural:

Boa tarde Isabela, boa tarde a todos. Duas perguntas: Acho que realmente esse resultado, como eu comentei, teve questões operacionais bem interessantes e alguns não recorrentes que você mencionou aí. Queria focar então, na verdade num outro ângulo, um pouco mais para frente na parte de *upstream* principalmente, duas perguntas: A primeira eu entendo que o primeiro trimestre foi de manutenção... chamou atenção que acho que a queda foi muito acentuada na bacia de Campos, especialmente. Queria saber se você tem uma perspectiva, se teria como passar uma ideia de qual seria o *depletion* desse ano em relação ao ano anterior, especificamente na bacia de Campos. Não exatamente uma ordem de grandeza. Estamos falando de 25 bi, mais próximo a 10%, com relação à bacia de Campos. E a segunda pergunta, tentando dar uma olhadinha também em custos, um pouco mais para frente, eu entendo que o custo do *lifting cost* do Pré-sal, você mencionou que está inferior a oito dólares. Isso obviamente considera os outros campos, inclusive os que já estão em produção. Você teria uma ideia de como que seria o *lifting cost* de um campo do pré-sal, de um dos Campos do pré-sal hoje que está na fase ainda de desenvolvimento, de princípios de desenvolvimento ou algo assim? Eu sei que são duas perguntas específicas de *upstream*, mas enfim, se puder passar seria ótimo. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Caio, obrigado pela pergunta. Vou passar para a Dra. Solange Guedes, por favor.

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

Sra. Solange Guedes:

Bom dia Caio. Eu entendi perfeitamente suas questões, essa... Estes números você vai me dar na verdade uma grande oportunidade com a sua primeira pergunta de esclarecer alguns pontos ligados a essa redução bastante expressiva da produção da bacia de Campos no primeiro trimestre de 2016.

Realmente aconteceu, isso eu tentei esclarecer ontem com dados adicionais na nossa... na nossa interação com jornalistas, porque nós tivemos uma estratégia de paradas agora no primeiro trimestre, bastante agressiva. Nós paramos unidades muito importantes da bacia de Campos para manutenção, então o grande afetado no primeiro trimestre, então, você, acho que acompanhou alguns números que nós publicamos, nós tivemos parada de produção em Marlim Leste, em Caratinga, em mais de uma unidade em Marlim, paramos Pampo, paramos as duas unidades de Albacora, então são todas unidades ali todas elas acima de cem mil barris por dia de capacidade, não necessariamente produção, e que fizeram, e que tiveram esse efeito. Então a nossa estratégia foi de parada e isso não está ligado a esse número que você pergunta que eu percebi que você faz essa distinção muito clara também sobre a depleção, que é justamente a capacidade produtiva dos reservatórios que não falam *stricto sensu* com as paradas programadas. Nós tivemos uma... Um valor em torno de 10% de redução de declínio de produção de reservatórios na bacia de Campos, mas ela foi muito afetada por efeitos inclusive positivos que foram retorno de alguns postos de produção, entrada de sistemas novos, como aconteceu em Papa Terra, e aí a minha avaliação prospectiva, nos termos que você pede, eu diria que estaremos, estaremos nos próximos anos com uma depleção não ligada a fatores como parada programada da ordem de 12, 12,15% que é um referencial inclusive da indústria para essa maturidade e pra essa... Pra esse ambiente *offshore* de águas profundas que trabalhamos majoritariamente na bacia de Campos. Neste contexto, Caio, talvez eu me estenda um pouquinho, que nós estamos, por exemplo, fazendo uma revitalização, programando uma revitalização do campo de Marlim justamente para a gente tenha uma condição operacional que melhor faça a gestão daquele ativo. Então com essa extensão do contrato de concessão de Marlim nos dá oportunidade de nós refazermos o projeto de produção e com isso a gente passa a planejar recuperações melhores. Então, essa é a primeira... A primeira questão que você coloca. A segunda, e aí você fala sobre os custos de extração que nós divulgamos a sucessiva redução de custos de extração do pré-sal, ele está ligado obviamente a essa entrada de poços cada vez mais positivos, de termos avançado agora no primeiro trimestre no *ramp-up* das unidades que entraram no final, no segundo semestre do ano passado e que entrou agora o da cidade de Maricá, que entrou em 2016.

Uma coisa bastante importante e que tem a ver com essa visão prospectiva que você pergunta, no longo prazo para o pré-sal, a gente tem uma visão bastante otimista em relação a reduções ainda mais agressivas, porque a partir do ano de 2017 nós estaremos entrando com unidades próprias, e isso fala de uma forma muito direta com nossos gastos operacionais e também com custos de exploração... de custos de extração. De que forma isso acontece? As nossas... as nossas unidades afretadas, ela tem um impacto direto nos nossos custos de extração pela taxa de afretamento que nós pagamos dessas unidades. Isso acontece o oposto

quando nós tratamos com unidades próprias, então nós esperamos apurar efeitos positivos nos próximos anos, a produtividade eu acho que nós chegamos no limite da produtividade, continuaremos trabalhando nessa ordem, teremos reduções de custo, teremos otimização de projetos, mas também teremos impactos positivos por trabalharmos com mais unidades próprias ao invés de unidades afretadas no pré-sal. Espero ter esclarecido, Caio.

Caio Carvalho – Brasil Plural:

Ok, perfeito. Muito obrigado pelas respostas.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado a você, Caio.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. André Natal do Credit Suisse

André Natal - Credit Suisse:

Muito obrigado por tomarem nossas perguntas. Ivan, a primeira pergunta, eu queria tentar entender com você... A companhia tem sido muito vocal em colocar que ela pela primeira vez em muitos anos voltou a gerar caixa operacional acima do que ela tem de compromissos de investimento. A gente vê que a companhia por muitos anos ficou investindo uma vez e meia sua capacidade de geração operacional de caixa. E hoje ela conseguiu ajustar isso para outro patamar em que sobra caixa pós-investimentos. Mas no que a gente consegue ver pelos números ainda não sobra caixa suficiente para honrar o serviço da dívida. Ou seja, a companhia ainda é consumidora líquida de caixa, foi no ano passado e provavelmente até pelos gastos que vocês exibiram aqui na apresentação deverá ser nesse ano. A minha dúvida é se você podia dar alguma clareza para a gente, dentro das premissas de planejamento que vocês trabalham se você... em que ano você consegue ver a companhia passando a se tornar geradora líquida positiva de caixa, mas numa perspectiva de inclusive o serviço da dívida, ou seja, não só dando conta dos investimentos. Seria minha primeira pergunta. A segunda acho que mais para a diretora Solange, seria tentar entender, por favor, um pouco a história da frota de sondas que vocês têm hoje. Se pudesse dar para a gente alguma visibilidade quantas sondas vocês têm hoje, *deepwater* e *ultradeep*, e quantas seriam necessárias, como que isso se compara com que você precisa para cumprir o plano atual. E aí se o nível de ociosidade que a gente observou nesse trimestre ele é um nível que deve ser recorrente para os próximos... para os próximos trimestres até que esses contratos comecem a expirar dessas sondas ou se foi um caso pontual em que, diante de uma situação mais severa de caixa optaram por ter menor nível de utilização dessas sondas e, portanto, salvar caixa por conta disso, mas que isso não deveria ser um fator recorrente para a frente. Se vocês me permitirem abusar e fazer mais uma pergunta gostaria de perguntar ao diretor Jorge, o seguinte. Quer dizer, a gente observou que no ano... no ano passado vocês têm feito um resultado no Downstream bastante expressivo e ano passado fizeram um resultado historicamente alto. Se não me engano recorde da história do Downstream da Petrobras. Vocês fizeram 12 bi de

dólares, mas se a gente olha a relação de preços entre o preço doméstico internacional, a gente observa que os preços foram na média do ano em linha com preço internacional. E quando a gente imagina a Petrobras operando em linha com a TPI a gente imaginaria o Downstream fazendo algo em torno de 5 bi de dólar de EBTIDA e não 12. E aí uma razão que a gente acredita tenha levado a isso é que os cracks da gasolina lá fora foram artificialmente altos em relação ao histórico. Histórico costuma ser cinco dólares o barril foi 12. Isso continua valendo esse ano, inclusive nesse trimestre. Mesmo, a despeito de *driving season*, qualquer coisa na média tem sido extremamente alta. A dúvida que a gente queria tentar tirar com vocês é como é que vocês estão vendo a sustentabilidade desses cracks, se é uma coisa conjuntural ou se vocês veem isso como uma coisa sustentável de modo que a gente, ao projetar a Petrobras operando em PPI no futuro ela deveria passar a fazer recorrentemente doze bi de dólares de EBTIDA ou cinco. Isso vai depender acredito dessa variável. Muito obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

André, muito obrigado. Vou começando pela primeira pergunta. Ivan falando. Muito difícil de prever isso, André. Agora, o que chama atenção na estratégia que foi adotada pela Diretoria? Ao invés de focar na produção, a Diretoria foca na rentabilidade. E ao invés de começar o orçamento baseado numa meta de produção, a gente começa o orçamento preservando os níveis de rentabilidade e liquidez da companhia. Então a construção é diferente, o modelo mental é diferente. Não será apenas uma iniciativa, André. Será todo um conjunto harmonioso de iniciativas começando pela maior disciplina no capital, pela redução dos custos, sejam administrativos, sejam de natureza do negócio, e uma componente importante, essa sim que pode acelerar o processo de desalavancagem e contribuir para que a geração de caixa cubra todos investimentos, inclusive o serviço da dívida, é sem dúvida nenhuma o desinvestimento. Você pôde acompanhar, nós fizemos três anúncios, fizemos o anúncio da Argentina, fizemos o anúncio do Chile e fizemos o anúncio da exclusividade com a Brookfield em relação a gasodutos e continuamos trabalhando empenhados em cumprir a meta prometida para o mercado de 15,1 bilhões de dólares para o biênio 2015/2016 e temos uma meta esse ano de 14 bilhões. Acho que o conjunto dessas iniciativas que, na avaliação da Diretoria, a gente começa a capturar e deve acelerar a captura ao longo de 2016, levará a esse horizonte que tanto... que todos nós aqui desejamos.

E vou passar a palavra à diretora Solange com relação a sua segunda pergunta.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia, André. Eu percebi ali que você nos seus comentários fez um trabalho bastante elaborado em relação a essa questão dos nossos equipamentos ociosos. Nós temos... você pergunta sobre os níveis recorrentes nos demais trimestres. Esse ajuste ele ainda continua sendo executado ao longo do primeiro semestre de 2016, então objetivamente nós teremos sim um resultado bastante similar a esse nessa rubrica devido às mesmas questões, grandemente puxado pela ociosidade de sondas. Existem ações de várias naturezas sendo tocados na Petrobras que podem dar resultados de redução dessa recorrência no segundo

semestre e como eu anunciei ontem na entrevista, a gente deve trabalhar aí com níveis entre 30 e 35 sondas, foi isso que eu falei ontem, em função aí não existe um número fixo e nem determinado porque ele varia, vai variar principalmente em função dessa visão que nós fecharemos aí em relação aos nossos investimentos futuros. Eu não tenho aqui, André, exatamente o que você pediu de uma distribuição de lâmina d'água profundas e ultra profundas, mas diria o seguinte, esse excesso de recursos ele estará equacionado no final de 2016, onde nós planejamos chegar em algo ligeiramente superior a 30, no final de 2016. Depois o RI pode passar para você essa abertura por profunda e ultraprofunda, mas a nossa frota ela está quase toda ela voltada para ultra profunda. Nós tivemos a parte de sonda de águas mais rasas, a gente foi sucessivamente diminuindo, porque fala com a nossa demanda de investimentos e de operações desse portfólio. E muito focado na parte de exploração de pré-sal, Libra e também desenvolvimento do pré-sal, que é o foco do nosso plano de negócios.

Sr. Ivan Monteiro:

Passo a palavra agora ao diretor Jorge Celestino. André, sua última pergunta.

Sr. Jorge Celestino:

Ok, André. Bom dia. Eu vou dividir a nossa resposta em três tópicos. Com relação à nossa performance geração operacional de caixa, no Downstream, a gente trabalha com três perspectivas. Uma primeira perspectiva é como é que a gente está enxergando a evolução do Caps Spread. O que a gente tem notado, 14 e 15, um descolamento do crack da gasolina em relação ao diesel, principalmente na "driving season" em valores que a gente só via na década de 90: 15 dólares por barril, 20 dólares por barril acima do Brent, quando se compara com diesel, ficando em torno de 14, 10 dólares por barril e quando chega no inverno esses cracks estão descolando. O que a gente está enxergando, pelo menos no horizonte até 17, esse comportamento vai continuar mais ou menos similar e na média do ano com crack da gasolina e do diesel se equivalendo em torno de 10, 12 dólares por barril na hora que olha média dos previsores e a forma como a gente está enxergando o mercado pelo menos até 17.

A gente não está colocando aqui efeitos de maior número de paradas, de craqueamento dos Estados Unidos, nada disso. Estamos olhando assim na média que a tendência. Então esse é um número que é o menor número que a gente hoje tem, número que a gente acredita em termos de evolução aí de previsão de preços.

O segundo ponto, a gente vem trabalhando muito forte numa melhoria de portfólio de produtos. Então, trabalhando no aumento de produção de médios e leves, então você vê que gasolina e diesel, a gente vem de forma bastante consistente aumentando o rendimento desses produtos, então se a gente olhar nos últimos três anos, a gente subiu 3% e 3% são valores significativos, cada vez mais a RNEST performando super bem, entrando com a produção de diesel bastante sustentável. Entrando com HDT de Cubatão bastante recentemente, melhorando a performance. Então, estamos trabalhando muito na melhoria da margem do refino, seja margem bruta e margem líquida. Atuando para gerar mais margens,

na melhor eficiência, planejando melhor a cadeia de suprimento que tem um valor enorme essa operação integrada que nós temos aqui no Brasil. E por último, hoje a gente trabalha com conceito de preço competitivo. A gente entende que formação de preço é uma atividade comercial bastante relevante a Petrobras. Então você tem que entender o que significa commodity e o que significa riscos das operações, quais são as vantagens competitivas que a Petrobras tem no Brasil. E com isso a gente tem conseguido capturar margens significativas na condução da nossa operação comercial. Então, dessa forma a gente consegue enxergar que esse nosso resultado tem uma boa sustentação nos períodos que a gente está planejando o nosso plano de negócios.

André Natal – Credit Suisse:

Pessoal, ótimas respostas. Muito obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado a você, André.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Felipe do JP Morgan.

Felipe - JP Morgan:

Bom dia a todos. Na verdade, duas perguntas. A primeira relacionada à parte de operação e produção. Uma dúvida sobre o valor que apresentaram no slide. A primeira operação, qual... paradas principais feitas no primeiro trimestre do ano. Tem expectativas de paradas de plataformas no mesmo nível que a gente teve agora no primeiro trimestre se repetindo no segundo semestre ou a partir de agora em diante na empresa que possa impactar a produção? Segundo ponto, a plataforma que vai entrar no campo em Lapa ela entra no terceiro trimestre ou entra no final do quarto trimestre? E essas plataformas novas que estão entrando, os poços já foram perfurados antecipadamente? Essa seria a primeira pergunta.

A segunda pergunta é: Vocês projetam caixa o mostram o caixa até o final de 2016, mas dado o decorrer do ano, a gente está quase no meio do ano a empresa, acredito que a empresa já está olhando para 2017. O *target* final de caixa de 2017 seria similar ao que a gente vê em 2016? O plano de investimento teve algumas pequenas alterações de valores. Vocês podiam comentar essas pequenas alterações ou simplesmente... o valor monetário dólar, alguma coisa cambial? Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Felipe, bom dia. Boa tarde. Eu vou passar à diretora Solange para responder as tuas primeiras perguntas depois eu comento sobre a previsão do caixa.

Sra. Solange Guedes:

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

Bom dia, Felipe. Uma métrica que eu tenho divulgado e conversado com vocês a respeito de paradas de produção, eu costumo mencionar alguma coisa entre 2,5 e 3% da nossa parada como sendo números razoáveis para que a gente possa de uma forma adequada cumprir todos requisitos de ajuste nos nossos equipamentos para mantê-los conformes e operacionais. Nesse sentido, nós divulgamos que o volume de paradas que impactaram o primeiro trimestre de 2016 foi de 5%.

Para que a gente... para que a gente... esse volume de 5% ele foi planejado. Lembra que o diretor Ivan, toda a Diretoria tem feito muito alerta a respeito da previsibilidade que nós estamos fortalecendo muito a visão de previsibilidade de todos os nossos processos. Este resultado de 5% de parada da produção no primeiro trimestre de 2016 foi planejado. Então, nós estamos em linha com o planejado e da mesma forma planejamos e iremos realizar paradas abaixo de 2% no restante do ano e faremos a nossa melhor visão hoje é que nós teremos o impacto de menos de 3% no ano de 2016 e reafirmamos a nossa meta de produção de dois milhões, 145 mil barris produção de óleo no Brasil. Então essa sua primeira questão.

A Lapa, que é o FPSO de Caraguatatuba, que será instalado no campo de Lapa assim como Saquarema os dois estão previstos para o terceiro trimestre de 2016 e não é o quarto trimestre de 2016. E, por fim, se eu entendi a questão que você colocou em relação aos poços, o que nós fazemos é antes que a unidade ela chegue na alocação nós preparamos alguns poços que ficam prontos para serem sequencialmente interligados para que a gente tenha o melhor ramp-up possível. Ele não é imediato por questões técnicas de fazer o sequenciamento de interligação destes poços num FPSO, mas nós fazemos uma alocação de recursos necessário e suficiente para que você tenha poços no sistema numa prontidão tal que permita fazer um ramp-up sequenciado. Lembro que agora o Itaguaí e o Cidade Maricá, os dois estão em processos de ramp-up e eles seguem mais ou menos esta lógica: a gente pré-prepara os poços, mas algumas execuções de interligação física das linhas de produção aos poços vão acontecendo de uma forma sequenciada, entrando, e que isso é o que chamamos de ramp-up que hora ocorre nestas duas unidades, e que passarão agora no terceiro semestre nós executarmos para Saquarema e Caraguatatuba.

Felipe - JP Morgan:

Perfeito. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Felipe, com relação à previsão do caixa, claramente a companhia já está trabalhando nas soluções de *funding* de 2017/2018. Quando da elaboração do orçamento, nós tínhamos uma previsão de Brent médio de 45 dólares por barril para 2016 e uma taxa de câmbio muito acima do valor que está sendo praticado hoje no mercado. Então, a combinação das duas, tanto do Brent quanto do câmbio, está levando a uma melhor geração operacional, claramente demonstrada aqui no slide que a gente colocou, a nossa expectativa é que se isso se mantiver até o final do ano talvez esse número até seja um pouco superior. E, com relação ao caixa do final de período, a gente tem uma expectativa, tem o caixa mínimo de 15 bilhões de dólares

que a companhia trabalha mas tem uma expectativa que termine ao final de 17 ao redor também desse número aqui 20, 21 bilhões de dólares. Lembrando que existem várias situações que estão sendo identificadas pela companhia, que estão sendo acompanhadas permanentemente pela companhia, que podem gerar um benefício maior em relação a esse número de 20, 21 bilhões de dólares para o final do ano. Tem sido extremamente conservador no número adotado aqui de captações e tem o número desafiador do desinvestimento. Mas mesmo a combinação dos dois nos leva a crer que esse número de 21 e o número de 20 para o final de 17 é bastante razoável.

Felipe - JP Morgan:

Perfeito. Permite só um follow-up. Com essa melhora operacional e caixa operacional vindo melhor, de caixa maior o plano desinvestimento seria revisto ou continuaria do mesmo target que a gente tem agora?

Sr. Ivan Monteiro:

Não, não. O target será o mesmo.

Felipe - JP Morgan:

Obrigado.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Allevato do Santander.

Gustavo Allevato - Santander:

Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas. A primeira está relacionada ao campo de Papa Terra se a diretora Solange podia passar um *update* de como está desenho de todos processos que estão fazendo para recuperar a produção lá no campo e a segunda pergunta está relacionada a CAPEX. Estão rodando um CAPEX anualizado próximo de 16 bilhões de dólares. Abaixo do que estavam planejando no início do ano é de se esperar que o CAPEX para 2016 deve ficar abaixo daquele target ou ainda é cedo para afirmar isso? Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Gustavo, passo à diretora Solange depois a gente faz o comentário sobre CAPEX.

Sra. Solange Guedes:

Gustavo, bom dia. O consórcio que opera Papa terra formado pela Petrobras e pela Chevron está trabalhando de uma forma muito intensa para redefinir o projeto e nós temos o target de no início do último trimestre desse ano, nós temos um novo projeto para o campo, nós teremos uma outra geometria de poços, uma outra malha de drenagem, o projeto foi paralisado esse ano de 2016 para permitir que equipes integradas das duas companhias

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

trabalhassem na busca de processos de revisão e otimização das diversas tarefas que serão ali revisadas e no final do ano, nós teremos um novo planejamento de continuidade do investimento de desenvolvimento campo de Papa terra.

Sr. Ivan Monteiro:

Gustavo, com relação ao CAPEX a previsão que está aqui no slide mostrado para todos é só fazendo uma observação no primeiro trimestre houve uma baixa performance da cadeia de fornecedores. Você sabe que tem um processo interno de governança para pagamento das medições, com essa performance na verdade não foram feitas as entregas previstas, daí você teve esse declínio em relação ao que a gente estava imaginando de CAPEX para o primeiro trimestre. Chamando atenção também que isso não altera em nada nossa previsão do resultado para esse ano meta que já divulgou há algum tempo, mesmo com as paradas que a Diretora Solange comentou, mesmo com essa baixa na realização no CAPEX não há qualquer alteração na meta prevista de produção de óleo e gás para o final do ano. Para esse ano de 2016.

Gustavo Allevato - Santander:

Está claro. Muito obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado a você, Gustavo.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Diego Mendes, do Itaú BBA.

Diego Mendes - Itaú BBA:

Boa tarde a todos. Tenho também duas perguntas. A primeira, Ivan, tentar entender um pouquinho sua cabeça em relação ao Plano Estratégico para esse ano, dado que no início do ano o preço do petróleo estava aí abaixo dos 30 dólares, agora já vê o petróleo acima de 47, o câmbio também a gente viu uma mudança significativa, então se você pudesse comentar para a gente como é que você está trabalhando as principais variáveis do plano e a segunda... E a segunda pergunta relacionada ao setor elétrico. A gente viu de novo reconhecimento de PDD. Aparentemente, quase todo por causa de liminar, uma vez que vocês tiveram o reconhecimento sem o pagamento antecipado. Só queria entender se essas liminares já foram... já acabaram ou se ainda elas existem... O que a gente pode esperar setor elétrico daqui para a frente? Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Bom, obrigado Diego. Primeiro, a Diretoria Executiva da Petrobras tem uma disciplina tremenda em relação ao planejamento estratégico. Todas as medidas que são adotadas elas estão pari passu, são totalmente coladas e foram discutidas e são perseguidas como metas

internas para a organização. Então, o fato dessas duas variáveis que você mencionou, tanto o preço do Brent quanto a taxa de câmbio terem se comportado numa direção melhor do que estava no plano e que acabou se traduzindo para o próprio orçamento de 2016, são boas notícias. Evidentemente são boas notícias, mas isso não afeta em nada a estratégia da companhia, eu queria dar um exemplo, a destinação do CAPEX de 88% no primeiro trimestre para a área de exploração e produção e evidentemente muito focado na produção e muito focado no pré-sal. Então acho que isso mostra que a gente tem fornecido as informações e tem procurado entregar exatamente aquilo que foi discutido internamente na companhia e que foi discutido com Conselho de Administração. Há nesse ponto uma enorme disciplina. Com relação ao setor elétrico você bem frisou, a provisão foi feita porque nós fomos, entre aspas, cumprimos liminares obtidas pelo setor de fornecimento, a Petrobras tem discutido na justiça toda a defesa dos seus direitos em relação a esses processos, e a gente espera muito, muito e tem trabalhado muito para que a gente possa chegar a um acordo e terminar com essa situação em que você é obrigado a fornecer com base na força de uma liminar.

Diego Mendes - Itaú BBA:

Mas agora tem liminar correndo ainda ou já acabaram essas liminares?

Sr. Ivan Monteiro:

Não. Existem liminares a vencer ainda.

Diego Mendes - Itaú BBA:

Está ótimo. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado a você.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vê do Sr. Pedro Medeiros, do Citi Group.

Pedro Medeiros - Citi Group:

Bom dia a todos, Jorge, obrigado pelas respostas até agora. Tenho uma pergunta e alguns follow-ups rápidos.

A pergunta é.... você pode comentar um pouco sobre a performance até agora do programa de revisão da estrutura de gestão e governança em termos de redução de custo de pessoal. Especialmente nas áreas não operacionais, em janeiro se anunciou que poderia alcançar uma redução de pelo menos 30% das funções gerenciais em áreas não operacionais, poderia chegar a gerar economia de 1.8 bilhões de reais por ano e também recentemente anunciado um plano de... enfim, algumas novas características para o plano de desligamento voluntário. Se puder comentar um pouco sobre como tem sido a performance desses programas e

quando a gente pode esperar ver resultados mais robustos dentro dos resultados trimestrais da empresa.

Sr. Ivan Monteiro:

Deixa eu só aproveitar, Ivan falando. Boa tarde. Deixa eu só aproveitar e passar a informação, são muitos dados. Então, assim, a gente tinha previsto 30 e a gente já atingiu 44%. A gente tinha previsto redução de 1.8 já atingimos 0,9 milhão. Acho que o maior benefício da mudança que foi feita foi uma maior participação da decisão vinda desde a área técnica da companhia até chegar na Diretoria Executiva e conselho. Foram criados comitês estatutários, esses comitês estatutários robustecem a decisão e desconcentram da figura que existia anteriormente ou da decisão individual que foi abolida logo no início. Um dos primeiros atos da Diretoria Executiva foi terminar com alçada individual, porém nós teremos que criar na companhia uma outra dinâmica. Não só para a questão da alçada em si, mas na própria qualidade da decisão. Então foram criados os comitês estatutários, onde participam os diversos gerentes executivos das mais diversas áreas, evidente que a decisão vai ter uma qualidade muito superior porque todas as visões da companhia são discutidas nesse colegiado e isso é passado para a alçada, é passado para a alçada da Diretoria Executiva até chegar no seu Conselho de Administração. Então, além do benefício propriamente dito de redução de custo, eu queria destacar muito a qualidade da governança. A qualidade da governança das decisões melhorou muito a partir da criação desses comitês estatutários. Por favor, seus follow-ups agora.

Pedro Medeiros - Citi Group:

Obrigado, Ivan. Acho que ficou bem claro e parabéns pelo sucesso até agora. Os *follow-ups*, o primeiro *follow-up*, na verdade, é para a pergunta do André. A gente tem ouvido é bem... mas eu queria entender se a previsão daquela linha de paradas não programadas de manutenção outras despesas operacionais portanto diante da questão da ociosidade das sondas deverá continuar relativamente alta ao longo desse ano ou se realmente existe oportunidade de ter uma queda ao longo dos próximos trimestres, algo reservado a este trimestre. Não ficou muito claro para mim a resposta. O segundo follow-up também para a Solange é se... diante do impairment feito no final do ano em Lapa, queria só entender um pouquinho a característica de ramp-up desse sistema. Porque não ficou muito claro para mim se este impairment foi orientado para uma visão diferente de produtividade por poço. Aí, portanto, se este sistema vai apresentar um ramp-up semelhante aos sistemas mais recentes diante de como vocês estão olhando a performance dos poços. Esses são dois principais follow-ups. E tem um terceiro para o Ivan, para você Ivan, perdão, na questão do provisionamento dos recebíveis do sistema Eletrobrás nesse trimestre. Entendo que, enfim, ainda há uma discussão ampla sobre relação comercial e como isso está se procedendo na justiça, mas tudo que foi provisionado nesse trimestre então é absolutamente referente a vendas realizadas no trimestre. Nada dessa provisão é referente ao estoque do passado? Só fazer essa confirmação.

Sr. Ivan Monteiro:

Tá. Eu vou tentar organizar, vou te responder essa última depois queria passar a palavra para o Dr. Hugo Repsold, tem muito a ver sua primeira pergunta como está indo o programa sobre o PIDV da companhia, que a gente anunciou recentemente. Depois eu passo a palavra à Diretora Solange sobre os pontos específicos da área de upstream. Os valores que a gente provisionou são exatamente os valores do trimestre. Não tem nenhuma relação com estoque. E a gente está empenhado (muito empenhado) na busca de uma solução. Lembrando que no ano passado nós fizemos uma primeira consolidação das dívidas. Essa consolidação tem um volume de garantias e aquilo que não está coberto por garantia está provisionado e esse primeiro... Primeiro acordo ele está absolutamente em dia. O que aconteceu foi uma segunda inadimplência, segundo conjunto de inadimplência, esse em discussão que a companhia infelizmente por força dessas decisões e dessas liminares continua fornecendo, porém como não está recebendo tem que fazer a provisão equivalente. Mas foi provisão no fluxo e não no estoque. Passo agora a palavra ao Dr. Hugo Repsold para comentar sobre o programa de demissão.

Sr. Hugo Repsold:

Bom dia, Pedro. A gente tem dois processos hoje de PIDV na companhia. Um já em andamento que tem mais um grupo de praticamente 700, 800 pessoas ainda remanescentes para sair esse ano e, no ano que vem, apenas na ponta operacional também um grupo também menor de pessoas para sair no último ano. E temos um plano de PIDV que está na sua fase de inscrição e que até o momento tem em torno de 2500, um pouquinho mais, de inscrições válidas e que ainda tem um prazo para se concluir e a gente espera que nesse programa a gente atinja números próximos aí a dez mil, oito mil, dez mil empregados numa estimativa preliminar.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado Hugo. Passo agora a palavra à Diretora Solange.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia Pedro. Antes de entrar objetivamente na sua pergunta que tenta esclarecer que aquela mesma questão do André, eu só queria também fazer uma... um esclarecimento de algo que eu não... Com certeza eu não fui clara e que começa a repercutir de uma forma imprecisa em relação ao que eu deveria ter esclarecido.

Quando eu mencionei sobre produtividade do pré-sal eu estou me referindo aqui, objetivamente, a que nós chegamos a poços, por exemplo, que estão produzindo mais de 40 mil barris por dia, no pré-sal. Temos planejamento de chegar em outras áreas do pré-sal brasileiro em vazões, "engenheirando" soluções que chegarão a produtividades, a produção ainda maiores. Então, eu acho que... eu não me expressei bem e se repercute então de uma forma distinta daquela da que eu mencionei aqui.

Mas voltando à questão do nível de ociosidade que tanto você quanto o André perguntaram, a resposta objetivamente é: A melhor previsão que nós temos é que a gente... nós iremos

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

manter o nível de ociosidade ainda elevado no segundo trimestre de 2016, com redução no segundo semestre. Nós temos ações que irão reduzir isso no segundo semestre de 2016. Mas ainda permanecem nesse patamar o nosso planejamento hoje é nesse sentido.

E por fim, Pedro, na questão de Lapa que você faz associação entre a produtividade e o impairment, ele não possui essa correlação. Objetivamente, o que nos levou a lançar aquele impairment em Lapa no ano de 2015, ele está ligado a uma reavaliação geológica do campo que mostra que nós teremos ao longo do projeto que dura 20, 30 anos, menores volumes recuperados do que estávamos planejando. Não... um poço que vai haver agora que você faz associação com ramp-up, assim que Caraguatatuba entrar no terceiro trimestre de 2016, a nossa expectativa é que os poços terão a produtividade, ou seja, a produção de acordo com o planejado. O que o impairment fala, o que a motivação do impairment fala é: eventualmente este volume a ser recuperado por este poço ao longo de sua vida útil, que são 15, 20 anos, ele será ao final deste período menor do que o planejado. Ou seja, a previsão de ramp-up ele não vai afetar a produção de 2016, eventualmente também não afeta a produção do ano de 2017 ligado ao que nós estamos planejando hoje, o que está nos nossos planos para interligação em Lapa.

Pedro Medeiros – Citi Group:

Perfeito. Entendi. Então por esse ponto de vista deixa uma chance da gente ter um ramp-up semelhante ao que vem apresentando nos últimos sistemas, Cidade de Maricá...

Sra. Solange Guedes:

Nós faremos... O ramp-up de Caraguatatuba será de acordo com o planejado.

Pedro Medeiros – Citi Group:

Está ótimo. Está bom. Perfeito. Muito obrigado, Solange.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado a você.

Operadora:

Temos perguntas da conferência em inglês. A Sra. Sarah Catlin, do Barclay's, gostaria de fazer uma pergunta.

Sra. Sarah, a senhora pode prosseguir... por favor, pode prosseguir...

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Frank McGann do Bank of America Merrill Lynch.

Intérprete (Frank McGann - Bank of America Merrill Lynch):

Bom dia, obrigado. Ou boa tarde. Eu queria saber se vocês puderem dar uma atualização sobre aquele... processo de dissídio coletivo, de como vai ser nos próximos seis meses. Como se está desenvolvendo nos últimos seis meses. E vocês puderem falar também sobre as investigações das CC e do Departamento de Justiça. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Bom, obrigado. Sobre o dissídio coletivo eu passo para o diretor Hugo Repsold.

Sr. Hugo Repsold:

O dissídio coletivo está previsto para setembro. Nesse momento a gente ainda está cuidando dessa reestruturação, de outros aspectos, ainda alguns itens remanescentes do acordo coletivo do ano passado. Então ainda está cedo para a gente discutir os principais pontos, vai começar no próximo mês a receber pautas e assuntos do sindicato para a gente definir o contorno dessa negociação.

Sr. Ivan Monteiro:

Com relação ao DOJ é importante lembrar, Frank, de que a Petrobras colabora inteiramente com as autoridades, sejam autoridades no Brasil sejam autoridades no exterior, autoridades no Brasil a companhia é vista como vítima de um esquema que foi largamente noticiado pela mídia, então esse é o procedimento da companhia: fornecer todas informações necessárias a bom esclarecimento dos fatos que ocorreram e que colocam a companhia nas autoridades brasileiras, que são muito mais próximas e acompanham de perto o que acontece no nosso país como vítima do que foi esse esquema de corrupção praticado contra a mesma.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Anish Kapadia, da Tudor, Pickering, Holt & Co.

Intérprete (Anish Kapadia - da Tudor, Pickering, Holt & Co):

Boa tarde. Algumas perguntas, por favor. Eu vi, pelo relatório, que "PDS1 e 3" foi atrasado de 2016, que era esperado, para 2018, que era esperado. Eu queria saber se vocês têm os detalhes para 2018, se vocês têm expectativa do ramp-up em 2017, em 2018. A segunda pergunta é sobre o gasoduto, se os senhores têm o fluxo de caixa relacionado ao sistema de gasoduto do NTS e sobre o sistema NTN se vocês têm detalhes sobre o fluxo de caixa que esse sistema, esse pipeline vai ter. Muito Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Não foi possível infelizmente identificar a ramp-up de que unidade está sendo referida, então fica muito difícil para a gente poder responder. Com relação ao que foi divulgado, imaginando-se o processo de desinvestimento dos gasodutos, a Petrobras divulgou aquilo que foi publicado no Fato Relevante, que nós entramos num processo de exclusividade com a empresa Brookfield e temos aí um prazo de 60 dias, que pode ser estendido por mais 30, de

Divulgação de Resultados do 1º trimestre de 2016
Transcrição da Teleconferência / Webcast
13 de maio de 2016

conclusão das negociações. Essas são as informações que a Petrobras tornou públicas e são essas informações disponíveis no momento.

Operadora:

Obrigada a todos. Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas deste webcast/ teleconferência. Com a palavra, o Diretor Ivan de Souza Monteiro, para os seus comentários finais. Por favor, Diretor.

Sr. Ivan Monteiro:

Eu agradeço a participação de todos e informações adicionais que não puderam ser cobertas nessa ocasião, podem ser direcionadas à Área de Relacionamento com Investidores da Petrobras. Muito obrigada e boa tarde.

Operadora:

Obrigada. Senhoras e Senhores, o áudio desta teleconferência para replay e os slides estarão disponíveis no site de Investidores da Companhia no endereço www.petrobras.com.br/ri. Isto conclui este webcast/teleconferência. Muito obrigada pela sua participação. Por favor, desconectem suas linhas e tenham um bom dia.