

Operadora:

Bom dia senhoras e senhores. Bem-vindos ao *webcast*/teleconferência da Petrobras para apresentação de informações referentes aos resultados do quarto trimestre e exercício de 2015.

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 Relações com Investidores;
- A Sra. **Solange da Silva Guedes**, Diretora de Exploração e Produção;
- O Sr. **Jorge Celestino Ramos**, Diretor de Abastecimento;
- O Sr. **Hugo Repsold Júnior**, Diretor de Gás e Energia;
- O Sr. **Roberto Mouro**, Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais;
- E demais executivos da companhia.

Lembramos que essa 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 a projeções e metas constituem-se meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras.

Para começar, ouviremos as palavras do Gerente Executivo de Relacionamento com Investidores, Lucas Tavares de Mello, que, em seguida, fará uma apresentação das informações referentes aos resultados do quarto trimestre e exercício de 2015. Posteriormente, serão respondidas as perguntas dos participantes. Por favor, Sr. Lucas.

Sr. Lucas Mello:

Bom dia a todos. Volto a pedir atenção ao slide nº. 2 que contem o aviso aos acionistas.

Passando ao slide nº. 3, ambiente externo, falando sobre o câmbio. Observamos que o câmbio ao final de 2015 atingiu 3,90, uma depreciação do real de 47% em relação ao câmbio final de 2014. Em relação ao

quarto trimestre de 15 comparado ao terceiro trimestre de 15, nós observamos uma apreciação do real em 2%.

O slide nº. 4, em relação ao Brent, preço do Brent, nós observamos uma queda do Brent, do Brent médio em 2014, que atingiu quase 100 dólares, para 52,46 dólares em 2015.

E, volto a lembrar, na comparação do quarto trimestre 2015 em relação ao terceiro trimestre de 2015, também, uma queda do Brent de 13%.

Slide nº. 5. Alguns destaques do resultado. Fluxo de caixa livre no montante de 15,6 bilhões, algo que não era observado desde 2007. O EBITDA ajustado de 73,9 bilhões, 25% superior ao de 2014. Produção total de 2 milhões 787 mil barris de óleo equivalente/dia, um aumento de 4% em relação a 14, com recorde diário de produção no pré-sal, em 14 de dezembro de 2015, de 1 milhão 173 mil barris de óleo equivalente e menores gastos de importação de óleo e derivados e participações, também, governamentais. E, no lado negativo, tínhamos *impairment* de ativos de 47,7 bilhões e de investimentos de 2,1 bilhões. Também na parte negativa, maiores despesas financeiras líquidas devido a desvalorização cambial e o acréscimo nas despesas com juros.

Especificamente sobre quarto trimestre de 2015, tivemos *impairment* de ativos de 46,4 bilhões e de investimentos de 1,9 bilhão.

Positivamente, o fluxo de caixa livre no montante de 7,3 bilhões e redução de 57% nas despesas financeiras líquidas. Passando ao slide nº. 6, continuando os destaques no resultado, o EBITDA, um aumento de 25% em 2015 quando comparado a 2014. A margem EBITDA passou de 18% em 14 para 23% em 2015. Investimento, uma queda de 12%, atingiu 76,3 bilhões ante 87,1 bilhões em 2014 e fluxo de caixa livre atingiu 15,6 bilhões em 15 ante um negativo de 19,6 bilhões em 14.

Slide nº. 7, continuando os destaques do resultado. O endividamento líquido da companhia em dólares caiu 5% em relação a 2014. O prazo médio da dívida subiu para 7,1 anos, ante 6,1 em 2014. Captações em dólares decresceu 52%, de 25,2 bilhões para 12 bilhões em 2015, e o custo da dívida aumentou de 5,6% ao ano para 6,3% ao ano.

Slide nº. 8, resultado líquido consolidado de 2015. Um resultado negativo de 34,8 bilhões.

A receita operacional líquida em 2015 apresentou uma queda em relação a 14, notadamente pela menor demanda de derivados no mercado interno, ainda que tenha havido maior volume de exportação de petróleo. O custo também apresentou uma queda pelos menores gastos com importações e participações governamentais e menor volume importado no mix de vendas. Com isso, o lucro bruto se elevou em 23%, atingindo 98,6 bilhões ante 80 bilhões em 14. As despesas operacionais... observamos uma elevação, 9%,

Divulgação de Resultados de 2015
Transcrição da Teleconferência / Webcast
22 de março de 2016

notadamente pelo *impairment* em 2015 de 47,7 bilhões, despesas tributárias de 9,2 bilhões, contingências em processos judiciais de 5,6 bilhões e PDD do setor elétrico de 1,9 bilhão.

Com isso, nosso lucro operacional chega a 12,4 bilhões, um resultado melhor do que 14, mas negativo. É negativo em 12,4 bilhões.

E na linha de resultado financeiro a gente observa aí uma grande diferença entre 15 e 14, menos 28 bilhões em 2015, ante menos 3,9 bilhões em 2014. Notadamente pela perda cambial devido a depreciação do real e aumento nas despesas com juros. Maior endividamento, menor capitalização em ativos em construção e juros sobre despesas tributárias. Com isso, nosso resultado, como dito, chega a 34,8 bilhões negativo, em 2015, ante um resultado negativo de 21,6 em 2014. Esse resultado, em dólar, em 2015, representa 8,5 bilhões de dólares, ante 7,5 bilhões de dólares em 2014. E o EBITDA ajustado, também já vimos, 73,9 bilhões, uma elevação de 25% em relação a 2014 e os investimentos, uma queda de 2% em relação a 14.

Passando para o slide nº. 9. A gente faz a análise do *impairment* entre 2015 e 14. No lado esquerdo desse slide nós vemos o *impairment* de 2015 que atingiu 49,7 bilhões e observamos que ele foi concentrado nas atividades de Exploração e Produção, ao contrário do ocorrido em 2014. No lado direito do slide nós vemos que o *impairment* de 2014 foi de 45,4 bilhões notadamente nas atividades de Abastecimento, de Downstream.

Em relação a participações em investimentos, em 2015 o *impairment* foi de 2,1 bilhões e de 0,8 bilhão em 2014.

Passando para o slide nº. 10, continuando na análise do *impairment*, de 47,7 bilhões, as principais causas desse *impairment* nos campos de produção do E&P foram a redução no preço do petróleo e a revisão geológica do reservatório de Papa-Terra. No Comperj nós tivemos a postergação da entrada do projeto e, também, equipamentos de E&P, uma expectativa futura de ociosidade de sondas de perfuração. E a taxa desconto... taxa desconto que afeta todos os projetos, pelo maior prêmio de risco refletindo a perda do grau de investimento no Brasil.

Slide nº. 11. A gente faz uma abertura dos principais projetos de E&P atingidos pelo *impairment* e a gente vê que Papa-Terra, com 8,7 bilhões, é o maior deles e, como visto, isso foi uma questão geológica, uma revisão geológica do reservatório de Papa-Terra. Os demais projetos estão basicamente associados ao menor preço do petróleo, em combinação com a maior taxa de desconto utilizada nos testes de imparidade.

Slide nº. 12. Passamos à análise do EBITDA ajustado sem itens especiais. O EBITDA do ano 14 foi 59,1 bilhões, em 2015 atingiu 73,9, e sem esses itens especiais, ele teria sido 85,5 bilhões em 2015, ante 63,3 bilhões em 14, uma elevação de 35%.

Quando analisamos a margem EBITDA sem esses itens especiais ela teria sido 19% em 14 e 27% em 15, ante os 23% apurados com os itens especiais.

Slide nº. 13. A simulação do resultado líquido consolidado de 2015, sem os itens especiais. Nós observamos, pelo gráfico, que atingimos um resultado de 34,8 bilhões negativo, no ano 2015, e se nós retornarmos com *impairment* de 49,7 bilhões, REFIS, contingências judiciais, PDD do setor elétrico e outros, no montante de 14,3 bilhões, descontarmos o Imposto de Renda de 15,5 bilhões, nós teríamos apurado um lucro de 13,6 bilhões, um lucro simulado, sem os itens especiais.

Passando slide nº. 14, falando especificamente sobre o resultado do quarto tri de 2015, que atingiu bilhões negativo. A receita operacional no quarto tri se elevou em relação ao terceiro, com os maiores preços de venda e derivados, em função de reajuste na gasolina e diesel em setembro de 15, compensado, um pouco, pela menor venda de derivados no mercado interno.

O custo se manteve estável, observando menores gastos com importações e participações governamentais e menor participação de derivados exportados no mix de venda. Com isso, o lucro bruto se eleva em 13% atingindo 26,8 bilhões.

Despesas operacionais foram impactadas notadamente pelo *impairment* de ativos, ocorrido no quarto tri de 2015, e o resultado financeiro, o resultado financeiro, aqui, ele é melhor do que no terceiro tri de 2015, já que no quarto tri de 2015 a gente observou uma apreciação cambial. Com isso, chegamos ao resultado líquido no quarto tri de 36,9 negativo, ante um resultado negativo 3,8 bilhões no terceiro tri. Em dólares esse resultado no quarto tri foi de 9,4 negativo, bilhões, e de 1,1 bilhão negativo no terceiro tri de 2015.

O EBITDA ajustado do trimestre foi 17,1 bilhões ante 15,5 bilhões no terceiro tri. E os investimentos atingiram 20,8 bilhões ante 19,3 no terceiro tri, um aumento por questões sazonais.

Slide nº. 15, entrando na área de Exploração e Produção nós observamos que continuamos crescendo a produção. A produção cresceu 5% entre 13 e 14 e 4% entre 14 e 15. Em 2015 ultrapassamos a meta estabelecida de petróleo, de produção de óleo no Brasil.

Passando ao slide nº. 16 falando especificamente sobre o pré-sal. Em dezembro, nós apuramos um recorde mensal de produção nesta região, de 874 mil barris por dia, e recorde diário de produção, atingido em 14/2/2015, em 942 mil barris por dia e de 1 milhão 173 mil barris por dia em barris de óleo equivalente.

Divulgação de Resultados de 2015
Transcrição da Teleconferência / Webcast
22 de março de 2016

Slide nº. 17. A pretensão no ano era interligar 72 poços offshore de produção e atingimos essa meta interligando 73 poços durante o ano de 2015.

Slide nº. 18, na área de Abastecimento. A produção de derivados decresceu em 2015, quando comparado a 2014. Ainda aqui, o rendimento do diesel, como podemos observar no gráfico, ele tem se mantido. O diesel, ele, manteve a produção, desde de 2013, e vem mantendo a produção de 850 mil barris por dia, ou seja, o rendimento/dia continua bastante elevado.

Slide 19, a venda de derivados. Também, como a produção, ela cai. Caiu 9% em 2015 em relação a 14, notadamente pela menor demanda de alguns derivados. E, aí, a gente destacou a Nafta com menor demanda por parte de clientes, notadamente a Braskem. Gasolina, também houve aumento do teor do etanol anidro na gasolina C de 25 para 27% e menor *market-share*. Diesel observou a questão da desaceleração econômica, ou seja, menor consumo em obras de infraestrutura, menor *market-share* e aumento do percentual do biodiesel na mistura com o diesel.

Slide nº. 20. Evolução do resultado operacional 2014 comparado ao 15. Em 14, observamos um resultado operacional negativo de 21,3 bilhões. A área de Abastecimento, uma grande melhora em seu resultado, notadamente pelas melhores margens de comercialização de derivados. Na Exploração e Produção nós observamos o inverso, ou seja, menores margens de comercialização pelo menor Brent e também o *impairment*, ocorrido esse ano na área de E&P. No Gás e Energia a gente observa uma melhora no resultado, notadamente também pelas melhores margens de comercialização de gás natural. E, na Distribuição, a gente observa uma piora nesse resultado pelo menor volume, seu menor *market-share*, menor volume de venda. Esses são as principais linhas que gravaram o resultado e a gente chega no fim de 2015 com resultado operacional de menos 12,4 bilhões.

Slide nº. 21. As despesas gerais e administrativas. Observamos uma queda de 2% nessas despesas gerais e administrativas na comparação 2015 e 14. Na parte de baixo do gráfico, o pessoal da holding, a gente observa crescimento de 3%. Ou seja, ainda que tenha havido uma recomposição salarial, houve decréscimo do efetivo. E, na parte de cima, a gente vê que outras linhas... o decréscimo de outras linhas de 5%, resultado de decréscimos com gasto com consultoria, treinamentos, processamento de dados e outros serviços. E na participação do lucro bruto, em relação ao percentual das despesas administrativas em relação a lucro bruto, a gente vê que o lucro bruto atingiu 8% do... perdão, as despesas administrativas atingiram 8% do lucro bruto, uma tendência de queda quando comparado aos anos anteriores.

Slide nº. 22. O endividamento da companhia. O endividamento da companhia em reais foi atingido pela depreciação cambial ocorrida no ano. Quando a gente observa ele em dólar, nós vemos uma queda de... entre o quarto tri de 14 e o quarto tri de 15, passou de 106 bilhões de dólares para 100 bilhões de dólares. O endividamento líquido/EBITDA no quarto tri de 14 era de 4,8, atingiu 5,3 vezes no quarto tri de 15 e a

Divulgação de Resultados de 2015
Transcrição da Teleconferência / Webcast
22 de março de 2016

alavancagem atingiu 60% no quarto tri de 15. No lado direito do gráfico, o estoque da dívida. Basicamente, 50% da dívida... aliás, 50% da dívida é a taxas fixas e 50% a taxas flutuantes. O custo da dívida em 2015 atingiu 5,3% ao ano, um prazo médio de 7,14 anos e as captações decresceram entre 14 e 15, em 14 ela foi de 25,2 bilhões, atingindo 12 bilhões em 2015.

E, no slide nº. 23, o fluxo de caixa de 2016. A gente inicia o ano com 26 bilhões de dólares em saldo inicial de caixa. Estimamos uma geração operacional de 22 bilhões; garantias judiciais de 5 bilhões; dividendos, juros e amortizações, 19 bilhões; vendo que dividendos está zerado. Investimentos, 19 bilhões; desinvestimentos, 14 bilhões; Rolagem e captações, 1 bilhão cada um; chegando ao final de 2016 com 21 bilhões em caixa. Essa era a apresentação e iniciamos agora a sessão de perguntas e respostas.

Operadora:

Agora terá início 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 as 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. Luís Carvalho, do HSBC.

Luiz Carvalho - HSBC:

Bom dia pessoal. Obrigado. Eu tenho algumas perguntinhas. Começando pelo próprio slide 23, foi o último que o Lucas comentou. Eu vejo alguns números aqui, pelo menos, que chamam atenção. O investimento já na casa de 19 bi e, logicamente, o saldo final lá em 21. Queria entender um pouco melhor esse zero de dividendos. Isso a gente pode ter como um *guidance* para o ano que vem ou vocês, absolutamente, não estão considerando nesse fluxo de caixa por uma questão de não querer dar nenhum tipo de *guidance*? Só para entender um pouco mais, como é que vocês estão entendendo a política de dividendos para esse ano, qual é o entendimento da companhia, se houver um prejuízo continuam sem pagar, qual seria o impacto das PNs, do ponto de vista de controle, dada aquela questão Lei das SA's versus Lei do Petróleo.

A segunda pergunta acho que pode... seria... talvez a Solange poderia ajudar. Ontem, acho que na coletiva de imprensa, ela mencionou que o *breakeven* do pré-sal, agora, está em torno de 30, 35 dólares por barril. E, acho que também comentou, que a primeira onda, vamos dizer assim, de redução de custos gerou uma redução em torno de 13% e que a segunda onda, agora, vamos dizer assim, poderia gerar um custo... uma redução de custo adicional. A gente está falando do *guidance* anterior, de uma redução de 25%, vamos dizer assim, do *breakeven* do pré-sal. Eu queria entender um pouco se vocês pudessem dar o *breakdown*, vamos dizer assim, de todos itens, e qual é o *breakeven* hoje. E, só um último *follow-up* rápido, o que vocês estão vendo em relação a participação da Petros? Existe algum tipo de discussão já hoje da companhia ter

que fazer algum tipo de aporte, mesmo que seja faseado, e como os funcionários, efetivamente, deveriam contribuir para isso talvez no momento, vamos dizer assim, de contribuição. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Bom, obrigado, Luís. Bom dia. Ivan falando. Primeiro, falando sobre dividendos, a companhia apresentou um resultado negativo, prejuízo. Portanto, não há previsão de pagamento de dividendos para esse ano. Vou passar a palavra à diretora Solange para falar sobre o *breakeven* e do *breakdown*.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia, Luís. Objetivamente sobre a questão do Brent de equilíbrio, o que eu queria traduzir na minha fala ontem na imprensa é que esse é uma questão bastante dinâmica que nós estamos trabalhando sobre ele. Eu fiz referência à primeira onda porque os nossos planejamentos mais recentes já incorporaram aqueles benefícios apurados daquelas renegociações de contrato. Mas existem outros benefícios que também foram incorporados e que não mencionei ontem e que em outra oportunidade, creio que naquele café da manhã que nós tivemos, eu já tinha feito referência, que é a questão da produtividade e da... seja na construção de poços, a gente não havia ainda incorporado no nosso planejamento uma redução expressiva do tempo de construção de poços. Isso, no caso particular de um projeto típico do pré-sal, eu compartilhei com vocês, onde isso é a parcela mais relevante. Os custos de produção de poços são a parcela mais relevante, então qualquer benefício que se apure nesse sentido ele é muito bem-vindo.

E, uma outra coisa que eu também apresentei ontem e tinha discutido com vocês de uma forma mais detalhada, era em relação ao fato de que há nessa apuração mais recente, nesse planejamento mais recente, uma continuidade da produção dos poços em declínio, algo que a gente está apurando, é um comportamento melhor do que esperado. Ao incorporar isso no nosso planejamento, nós podemos postergar muito das completações dos poços, da prontidão dos poços, uma vez que eles não serão necessários no tempo que a gente planejou, mas um pouco mais tarde. Isso fez com que vocês, inclusive, de uma forma geral, nos procurassem para esclarecer por que no nosso planejamento houve uma redução expressiva de dispêndios sem sua equivalência nas metas de produção, embora elas tenham sido reduzidas, mas não na mesma ordem. Então, é o mesmo do que a gente já tinha dito antes em relação à incorporação de alguns benefícios já apurados, sejam eles operacionais, sejam eles de contratos.

Mas eu apenas chamo atenção de que este processo ainda continua, o processo de otimização da carteira e que esse valor vai refletir... ele reflete muito ainda condições de análise futura dos nossos projetos e de tudo que a gente está trabalhando muito forte para incorporar, seja via eventos, como esse que mencionei, seja mesmo otimizações internas individuais em cada projeto.

Sr. Ivan Monteiro:

Luís, com relação à pergunta que você fez sobre a Petros, quando você tem o terceiro ano seguido apresentando déficit, você deve elaborar um programa de ajustes e esse programa de ajustes requer contribuição tanto dos participantes quanto da patrocinadora. Isso já está refletido nas demonstrações da Petrobras.

Luiz Carvalho - HSBC:

Ivan, se pudesse voltar na pergunta de dividendo, eu sei que você mencionou que a companhia apresentou resultado negativo em 2015 e, conseqüentemente, não pagou. Eu só queria entender para frente. Se, realmente, por algum motivo externo, a companhia voltar a apresentar um resultado negativo em 2016, essa continua sendo o entendimento que não haveria pagamento de dividendos ou existe algum tipo de incongruência em relação a Lei das SA's, que determina que as PNs passariam a ter o mesmo direito das ONs. Só para entender para frente. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Luís, entenda: o resultado positivo, a companhia paga o dividendo, em não tendo não paga.

Luiz Carvalho - HSBC:

Ok. Ficou claro. Obrigado.

Régis – Credit Suisse:

Olá a todos, bom dia. Obrigado por tomar minha pergunta. Tenho duas perguntas. Uma relativo ao que a gente pode esperar no CAPEX do plano de negócios. A Solange já respondeu à pergunta anterior falando da otimização do CAPEX. Queria só fazer um link com o *impairment* que a gente observou no E&P nesse tri, queria entender se a gente pode esperar no próximo plano postergação dos projetos de E&P. E uma segunda pergunta, eu queria saber também sobre o *impairment* da Rnest, porque no Comperj a gente observou uma redução importante, mas na Rnest que já tinha sofrido baixa, também foi afetado pela taxa de desconto e deveria ter um benefício pelo câmbio para reverter o FX. Queria só entender como que esses fatores jogaram e por que não teve nem novo *impairment* nem reversão de *impairment* na Rnest. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Régis, obrigado. Passar primeira parte da sua pergunta para a Diretora Solange e depois para o Diretor Jorge Celestino. Solange por favor.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia Régis. Se eu entendi, você estava se referindo a eventos, se nesse nosso próximo planejamento haverá postergação de projetos. Nós refizemos recentemente, conversamos com vocês sobre o ajuste que nós fizemos no nosso Plano de Negócios, e a nossa melhor visão agora. No momento, em junho de 2015, quando nós fizemos o primeiro grande ajuste do Plano, diante da nova situação de mercado, nós pontuamos ali alguns riscos que havia de postergações. Hoje nós entendemos que estamos cada vez mais controlando muito mais esses riscos do que estávamos antes. Eu vou passar aqui a palavra para o Diretor Moro, ele tem algumas avaliações sobre esses riscos e algumas ações muito importantes para serem compartilhadas com os senhores.

Sr. Roberto Moro:

Bom dia Régis. É o Moro, Diretor de engenharia. Como a Solange falou, ano passado nós declaramos que nós tínhamos riscos na questão da entrega dos projetos e vou tentar dar uma passada qual era a posição ano passado. Nós temos, o ano passado nós tínhamos 16 projetos de grande porte para o pré-sal, 16 FPSOs, plataformas ligados a projetos, sendo seis afretadas e 10 unidades próprias para entregar. Essas seis unidades afretadas, nós tínhamos previsão de entregar duas no ano passado, as duas foram entregues, entraram, uma delas inclusive com uma antecipação de prazo significativa de cerca de cinco meses, e nosso problema residia no ano anterior nos contratos para as unidades próprias, as dez unidades próprias: seis para o pré-sal, para blocos do pré-sal de concessão e quatro da cessão onerosa. Essas dez plataformas próprias que nós tínhamos para entregar, elas se realizam através de 11 contratos principais. Então a situação do ano passado desses 11 contratos: nós tínhamos sete contratos com problemas estruturais, sendo praticamente rescindidos naquela ocasião, sendo que um deles efetivamente rescindido logo no começo do ano passado. Então, quatro contratos que nós não tínhamos problemas e sete com problema. Esse contrato rescindido, só para dar exemplo, afetava seis unidades próprias. Bom, e nós tínhamos que tomar a decisão no ano passado da continuidade dos contratos ou se começávamos tudo de novo. A decisão parecia que, pelos impactos de não continuidade foi de dar continuidade, buscar a renegociação dos contratos, o reequilíbrio desses contratos. Isso foi feito, apostamos nessa ocasião, mas naquele momento isso representava um risco bastante grande porque a gente não tinha assertividade do resultado das negociações. Posição de agora de 2016, início de 2016: todos os contratos foram renegociados. Dos sete contratos, um estava rescindido, foi recontratado, com uma estratégia de recuperação de construção em nove meses, ele foi deslocado para o exterior esse contrato e nós estamos para esses contratos entregando os módulos de compressão de duas plataformas estão sendo entregues agora, embarcados agora no final de março, um na Tailândia e outro na China, possibilitando já a completação, dando a visão real de completação, por exemplo, da P-66 que depende, está lá parada no estaleiro da Brasfels esperando esses módulos chegarem. Isso nos cria a possibilidade real de entrega da plataforma, com uma assertividade muito grande, no final desse ano, cumprindo integralmente nosso

plano de negócios. Os demais seis contratos foram todos eles realinhados, seja por mudança no plano de execução, rebalanceando a questão do conteúdo local, seja por questão de assumindo a administração financeira que são as contas vinculadas, usando uma assertividade muito grande, todos eles funcionando, renegociados e hoje criando uma perspectiva maior. Com risco sim, com riscos inerentes a esse processo de construção, mas com uma posição bem mais confortável em termos de datas de entrega. Então, só para complementar, então hoje nós aumentamos aí, digamos, a confiabilidade bastante das nossas entregas e não prospectando pelo ponto de vista dos contratos postergações de projetos.

Sr. Ivan Monteiro:

Moro, muito obrigado. Passo a palavra ao Diretor Jorge Celestino sobre a Rnest.

Sr. Jorge Celestino:

Ok, bom dia Régis. Com relação aos testes de *impairment* de Comperj e da Rnest, o Comperj, só para a gente lembrar, ele não estava previsto a menos as atividades de hibernação no PNG 2015-2019. Ou seja, ele estava fora do horizonte do PNG 15-19 e o que nós estamos buscando, continuamos buscando, é a sua completação através da participação de um sócio. Quando a gente rodou o *impairment* do Comperj para esse ano, para 2015, três fatores levaram ao *impairment*: um, a postergação do Comperj para 22, no horizonte do PNG; a taxa de desconto; e, também, o mercado de diesel está menor, e também as margens do diesel, na hora que você olha no horizonte, elas também estão mais baixas. Isso leva a gerar fluxo de caixa que tem impacto no ativo imobilizado. Esses elementos aconteceram no Comperj e não aconteceram na Rnest. A Rnest, o segundo trem está previsto no PNG 15-19, nós estamos dando continuidade para as obras, e os testes de *impairment* rodado com a mesma taxa de desconto, com mesmo mercado de diesel e com as mesmas margens de diesel, não levaram a *impairment* do trem 2 da Rnest.

Régis – Credit Suisse:

Se me permitir um *follow-up*, queria só entender... bom, tem um fator no *impairment* que é o câmbio, que eu suponho ele ajuda a compensar o efeito da maior taxa de desconto. Então queria que você comentasse, se possível, um pouco sobre isso e depois voltando no ponto que você falou sobre margens de diesel, queria entender se existem projeções diferentes de margem na Rnest e no Comperj. Obrigado.

Sr. Jorge Celestino:

Não, não. Com relação às margens de diesel não existem margens diferentes na Rnest e no Comperj. As margens de diesel são as margens da companhia, que área de estratégia roda nos seus vários cenários. Então, não existem margens diferentes.

E com relação ao CAPEX, obviamente o CAPEX que você tem para terminar o Comperj ele é um pouco mais elevado que o CAPEX que você tem para terminar a Rnest, e isso efetivamente traz impactos sim.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado, Jorge.

Régis – Credit Suisse:

Está ótimo. Obrigado.

Operadora:

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

Gustavo – Santander:

Bom dia a todos. Eu tenho algumas perguntas aqui. Primeiro relacionado às previsões do setor elétrico, a gente está vendo que essas previsões elas estão virando recorrentes no resultado da Petrobras. Queria saber como é que está a situação, a negociação para tentar resolver esses problemas e saber se os acordos firmados anteriormente com os credores estão em dia. Estão fazendo todos pagamentos que estavam previstos. A segunda pergunta, direcionado à diretora Solange, queria entender melhor, só para se informar, o que aconteceu com Papa-Terra: se o *target* de produção para 2016 já contempla uma produção menor em Papa-Terra e qual a implicação para *targets* de 2020 essa revisão lá em Papa-Terra. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado Gustavo. Com relação a provisões do setor elétrico, essa é uma rotina que a Companhia faz, toda vez que ela identifica uma insuficiência de garantia, no caso garantias reais, ela tem que fazer o provisionamento devido. Você deve estar fazendo referência a um primeiro grande, que nós tivemos uma grande confissão de dívida, essa confissão de dívida está absolutamente em dia, porém toda exposição da companhia que não encontra uma garantia real que a respalde ou um colateral que a Companhia considera de qualidade, o valor da exposição é levado para provisão como foi feito agora no final do ano. Isso é uma rotina, isso sempre é feito, não só para esse caso específico do setor elétrico, mas para qualquer outra exposição da companhia. Passo agora a palavra a Dra. Solange para fazer uma descrição melhor de Papa-Terra.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia Gustavo. Todos as nossas identificações e achados ao longo de 2015 em relação aos desvios do projeto em relação àquilo que nós tínhamos planejado foram totalmente incorporados nas nossas projeções. Então não haverá nenhum tipo de mudança em relação às projeções por causa dos fatos aqui elencados. Estamos trabalhando fortemente, existe uma expectativa real de que seja, inclusive a gente possa alcançar um cenário mais otimista do que aquele que a gente planejou. Nós fizemos o replanejamento da projeção deste ativo numa visão bastante realista, mas estamos trabalhando com *targets* voltados para a visão otimista.

Perfeito, Solange. Só para fazer um *follow-up* à primeira pergunta: existe algum estudo dentro da Petrobras de estar querendo cobrar o fornecimento de diesel, óleo diesel para térmicas com pagamento em avançado, para não ter esse risco mais de provisões? E também fazendo um *update* ao último slide, o que seriam esses US\$ 5 bilhões de garantias judiciais que vocês estão colocando no fluxo de caixa? Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado. A companhia adota diversos procedimentos: primeiro comerciais, e depois de cobrança, quando ela verifica se algum compromisso não está sendo honrado. Isso é uma rotina normal, tem uma esteira de cobrança, primeiro tem um relacionamento comercial das áreas de negócio da Companhia com seus clientes, caso não ocorram pagamentos, a companhia através da base contratual, através do contrato que tem com aquela empresa vai executando todo tipo de, entre aspas, rotina de cobrança para que faça valer seus direitos naquele contrato. Com relação ao item que você falou de garantias judiciais, a Petrobras tem várias discussões judiciais, as mais importantes são no segmento tributário, e toda vez que você migra de um processo administrativo para a discussão no âmbito do Poder Judiciário, você tem que efetuar depósitos em garantia para você continuar litigando sobre aquele processo. Então, a gente colocou uma previsão no fluxo de caixa do montante que a Petrobras será obrigada ou não, dependendo dos resultados da fase administrativa, a depositar em garantia. Essa é a melhor avaliação da administração nesse momento, para, se for o caso, se for essa a orientação da área jurídica da companhia, continuar discutindo essas questões na esfera judicial.

Gustavo – Santander:

Perfeito. Muito obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado a você, Gustavo.

Operadora:

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

Felipe Santos – JP Morgan:

Bom dia. Eu tenho três perguntas. A primeira em relação à política do diesel. Em janeiro a produção de diesel já foi acima do consumo doméstico e os distribuidores privados, competidores de vocês, já estão importando esse combustível e colocando no mercado doméstico em função até do prêmio que existe em relação aos preços do mercado internacional. Caso esse mar permaneça, vocês pretendem exportar esse excedente ou colocar no mercado interno com algum desconto? Essa foi a primeira pergunta. A segunda é se tem algum detalhe em relação à captação do banco chinês. No último slide da apresentação ele não aparece o valor dos US\$ 10 bi assinado com o banco chinês recentemente e eu quero saber se vocês não estão mostrando isso ainda no fluxo de caixa de vocês. E a última pergunta é em relação aos processos do CARF, que se não me engano monta entre R\$ 7 bi, tem R\$ 1 bilhão adicional. Se essas provisões não estão sendo consideradas também por vocês esse ano. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado Felipe. Passo primeiro ao diretor Jorge Celestino, a questão do diesel e eu respondo as duas posteriores, tá?

Sr. Jorge Celestino:

Bom dia Felipe. Na realidade nós temos um modelo de planejamento, um modelo de programação linear que ele roda, a gente roda esse modelo ofertando os elencos de petróleo, ofertando importações e exportações de petróleo e derivados. Esse modelo ele roda e gera o melhor resultado econômico para a companhia. Então, nós temos ofertado algumas exportações de diesel, já fizemos uma primeira de diesel-10, no mês de fevereiro, uma primeira exportação. E é assim que a gente vai continuar trabalhando. Ou seja, buscando sempre o melhor resultado econômico para a companhia, importando os produtos que seja necessário para suprir o mercado, exportando e operando as refinarias no seu nível de refino econômico. É isso que a gente tem trabalhado.

Sr. Ivan Monteiro:

Jorge, obrigado. Felipe, com relação à captação que você mencionou, que nós celebramos o acordo com o China Development Bank, a gente só leva ao fluxo aquilo que foi desembolsado. A partir do desembolso a gente incorpora ao fluxo. Por exemplo, você vê aqui uma captação de um bilhão de dólares que foi aquela operação de *sale lease back*, a primeira parte da operação de *sale lease back* que nós fechamos com o ICBC Leasing. Como ela já foi desembolsada, ela foi para o fluxo. O fluxo é tratado de maneira bastante

conservadora, para que a gente não tenha nenhum tipo de surpresa. A nossa expectativa é, agora a partir do momento que você assinou o acordo de cooperação, você passa agora aos contratos e finalmente o desembolso, como não foi feito ainda, não foi incorporado. Com relação a sua menção ao CARF, a Petrobras como faz tradicionalmente, fez uma avaliação de todo o seu contencioso, de todas as esferas, cível, tributária, trabalhista, etc., e o valor que nós temos reconhecido de provisão é valor que a administração considera suficiente para fazer frente a essas discussões que estão ocorrendo. Seja na esfera administrativa, como você mencionou no CARF, seja posteriormente na esfera judicial. Esse valor que você mencionou de R\$ 7,5 bilhões é uma discussão envolvendo uma contribuição para a Petros, acho que foi realizada no ano de 2010 e a companhia, a derrota no CARF foi por um placar bastante apertado e a companhia sustenta e continuará sustentando, seja na esfera administrativa ainda no âmbito do CARF, seja depois na esfera judicial, que tem razão no que fez em relação a dedutibilidade do recolhimento que foi efetuado com a Petros.

Felipe Santos – JP Morgan:

Obrigado. E só um *follow-up* se for possível, vocês conseguem dar algum detalhe, eu sei que você não tem o *term sheet* do contrato do Banco chinês, mas você consegue dar algum detalhe, se possível, sobre esse contrato, quais são algumas premissas básicas.

Sr. Ivan Monteiro:

O contrato é exatamente igual ao contrato que nós fechamos no ano passado, no valor de cinco bilhões de dólares. Mesmo formato, é um contrato em que você tem um prazo longo, um prazo de dez anos, absolutamente adequado às condições que a Petrobras precisa nesse momento e nós não damos nenhum detalhe sobre as condições comerciais do contrato. Mas ele é exatamente nos mesmos termos do que a companhia fechou um primeiro em 2009, fechou segundo no ano passado e estamos caminhando para o fechamento desse terceiro esse ano.

Felipe Santos – JP Morgan:

Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado a você, Felipe.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Bruno.

Bruno Montanari – Morgan Stanley:

Bom dia. Obrigado por pegar a pergunta. Tenho dois *follow-ups* da pergunta inicial. Primeiro voltando para Papa-Terra, entendo que vocês mencionam que já estava previsto dentro da curva de produção, mas vocês podem passar uma ideia de *ramp-up* para esse sistema especificamente, o que a gente pode esperar de utilização de capacidade das plataformas? Segundo na questão com o China Development Bank, cinco ou dez bilhões eu queria entender também se isso é com revólver ou se a hora que você resolver sacar tem que sacar todos os dez bilhões de uma vez? E a minha terceira pergunta é sobre o Class Action nos Estados Unidos, entender da visão de vocês quais são os próximos passos e se existe expectativa de timing para as partes começarem a conversar sobre um potencial acordo, oficialmente julgado. Muito obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Bruno, obrigado. Vou responder rapidamente as duas últimas e passo depois a palavra à diretora Solange para falar especificamente de Papa-Terra. O CDB não é um revolver, mas você não é obrigado a sacar dez bilhões de uma única vez nem é intenção da companhia fazer isso. A partir do momento que você saca você tem prazo contratual de pagamento, e isso que a gente vai realizar. Com relação a Class Action, não tem nenhuma discussão ainda sobre esse tema, a gente está na fase do Discovery. Agora, as pessoas estão testemunhando então a companhia continua discutindo isso na esfera judicial se preparando para o julgamento da ação que está... foi fixado para o final para o início do mês de setembro desse ano.

Eu passo agora a palavra à diretora Solange sobre a sua questão específica de Papa-Terra.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia Bruno. O consórcio está completamente debruçado sobre uma redefinição do projeto como um todo. Aí inseridos tanto a forma de operar aquela unidade especial chamada TAD, que faz perfuração de poços, que tem desempenho muito ruim e isso tem onerado muito o projeto como o replanejamento de toda malha de drenagem... me refiro objetivamente aos poços, cujas locações precisam ser redefinidas e trajetórias precisam ser redesenhadas. Esse trabalho de redefinição da parte operacional e também da parte de definição de projetos ele vai acontecer no final 2016, é prematuro eu afirmar agora uma... algo bastante firme pra *ramp-up*. O que nós colocamos no nosso planejamento na ausência desse novo projeto é a nossa visão "as is", é como estão o projeto agora, como é que está sendo o desempenho dos poços, como está sendo o desempenho da sonda. Então, usando os conhecimentos que temos, os modelos que temos, nós fizemos os casos, as projeções dispostas, otimistas e realistas e estamos nos planejando para hipótese realista. Mas, todo projeto será redesenhado e suas perguntas elas terão uma resposta muito mais precisa ao final... lá meados de outubro, novembro de 2016, quando desenhado para o consórcio.

Bruno Montanari – Morgan Stanley:

Entendido. Muito obrigado a todos.

Operadora:

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

Diego Mendes- Itaú BBA:

Bom dia a todos. Duas perguntinhas. Primeiro com relação ao *impairment*. A hora que olha as notas, vocês utilizaram o Brent de 72 dólares no longo prazo, queria entender só o que foi o embasamento pra isso se a gente tem possibilidade de redução nesse valor, o que acabaria trazendo mais *impairment* pra frente e do mesmo ponto a hora que vê as notas também o custo de capital que subiu uma média de cem vezes números que vocês fizeram enquanto na verdade o cenário do país acabou piorando bastante, de uma maneira ou outra afeta tanto o custo do *equity* de vocês quanto o custo de dívida então só entender como é que calculado que a gente deve esperar pra frente. E a segunda pergunta com relação à política de *head accounting*, que a gente tem observado se comparar o final de 2015 com o final de 2014 foi que vocês aumentaram significativamente a nominação de exportação, se não me engano, veio de 50 bilhões de dólares para 61 bilhões de dólares no momento em que o preço de petróleo está em queda, até estenderam também um pouco o prazo das nominações. Quero entender como é que a gente deve pensar essas nominações daqui para a frente se tem espaço para aumentar muito mais desse nível de 60 bilhões de dólares. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado. Bom, primeiro com relação ao Brent e custo de capital é algo que é feito pela área de estratégia da companhia debatida com todas áreas de negócio da companhia e essa é a melhor visão da administração. Isso que a gente utilizou para realizar o teste de imparidade está bastante detalhe disso na demonstração financeira, essa é a visão da companhia, a melhor visão da companhia, é um número significativamente menor no caso do Brent que o número significativamente maior no caso do custo de capital. Essa é a lógica.

Com relação ao *head accounting* o que foi feito uma ampliação da denominação, está compatível se você comparar duas variáveis: a queda da demanda doméstica de derivados e maior produção da companhia nos leva a uma maior disponibilidade para a exportação. Isso foi aproveitado também nesse contexto e basicamente o que a companhia tem procurado e vai procurar ao longo dos próximos anos é ter uma palavra muito importante para nós que é a previsibilidade em relação a seu resultado. As regras que a gente está aplicando estão totalmente descritas nos documentos que foram divulgados pela companhia e

elas refletem melhor juízo da companhia após intenso debate que a gente realiza internamente utilizando, claro, várias fontes externas de consulta, o mercado como um todo nos é bastante importante.

Diego Mendes- Itaú BBA:

Então só com relação ao Brent pode assumir que essa melhor visão da companhia ela também deve ser utilizada para o plano de negócios?

Sr. Ivan Monteiro:

Essa visão está correta.

Diego Mendes- Itaú BBA:

Obrigado.

Operadora:

Temos perguntas da conferência em inglês. O Sr. Frank McGann do Bank of America gostaria de fazer uma pergunta.

Frank McGann – BAML:

Bom dia. Muito obrigado. Duas perguntas. A primeira... em termos da baixa dos *impairments*, gostaria de saber que porcentagem da baixa foi atribuído à taxa de desconto, quanto que se relacionou a isso e quanto foi relacionado a outros fatores? Se pudessem me dar uma atualização sobre os status nos ativos do pré-sal. Muito obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Frank, bom dia. Obrigado pela pergunta. Nós não temos esse valor aberto aqui em relação a Brent, taxa de desconto, mas a área de RI fica encarregada de caminhar para você porque nós temos isso não aqui no momento, mas nós temos isso disponível e eu passo a palavra à diretora Solange com relação a pergunta do pré-sal.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia, Frank. Os nossos projetos do pré-sal eles estão muito alinhados com essa... perspectiva que o diretor Mouro falou. Nós acabamos de entrar uma unidade agora no início, no primeiro trimestre de 2016, temos duas outras unidades afretadas que estão absolutamente no prazo e eventualmente pode haver no caso de uma delas uma ligeira antecipação, a gente pode entrar novamente com unidade mais cedo do que o previsto, isso tem aconselhado nas duas últimas unidades, nós tivemos... essa... essa antecipação

aconteceu, chegou até a quatro meses no ano passado, e na sequência nos anos seguintes, nos anos de 2017 em diante ele segue então aquela regra que o diretor Mouro colocou aqui aonde muitos dos riscos de atrasos eles estão sanados. Do ponto de vista das outras atividades que são construção de poços, interligação de poços, estamos com nosso planejamento bastante em dia, nós estamos vários anos que estamos executando nosso plano de interligação de poços nós temos sistematicamente compartilhado isso com os senhores, nós temos executado exatamente o nosso plano de interligação de poços, seja ele no pré-sal, seja ele no pós-sal, esse ano particularmente 2015 colocamos mais quatro poços além dos previstos, foram quatro poços injetores de água. Então a produtividade dos poços, o trabalho exploratório de libra como eu compartilhei ontem na imprensa ele está absolutamente em linha também. Não está faltando recursos, muito pelo contrário. Chama atenção ontem que... da questão de resultados, área exploratória de Libra apresentou resultado absolutamente magnífico que nós compartilhamos ontem em nota chamei atenção da imprensa, foram mais de 300m de espessura com óleo no 6º poço... isso foi muito relevante. Porque em breve já no início de 2017 estaremos instalando uma unidade piloto em Libra, piloto que tem uma capacidade nosso maior piloto até hoje concebido no Brasil, de 50 mil barris eventualmente um poço a ser interligado pode ter essa capacidade, iremos testar. Eu diria à medida que o tempo passa, a previsibilidade do pré-sal ela se mantém. Nós não tivemos fatores outros que possam nos indicar que teremos atrasos ou performance além daquele *target* realista indicando para o *play*.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. John Herrlin do Societé Generale.

John Herrlin do Banco Societé Generale:

Com respeito à taxa de desconto de *impairment*, talvez eu tenha perdido, não sei se especificaram qual foi a taxa de desconto, por gentileza.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado pela pergunta. A taxa de desconto ela é associada ao risco e associada também à própria atividade. Para cada segmento de negócio da companhia você tem uma taxa de desconto diferenciada. Você não tem uma única taxa para todos os negócios, são taxas diferenciadas, refletindo risco específico daquela área de negócios. Evidente todas as taxas de desconto aplicadas comparativamente 2015-2014, houve uma elevação pela própria perda do grau de investimento pelo Brasil, do *downgrade* que o Brasil recebeu das agências de *rating*. O que vai achar em comum é aumento das taxas de desconto, mas cada uma, não há uma taxa única, cada uma refletindo o risco da sua própria atividade de negócio.

Operadora:

Lembramos que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1. Nossa próxima pergunta vem do Sr. Anish Kapatia da TPH.

Anish Kapatia, TPH:

Bom dia. Duas perguntas, por favor. Primeiro, vimos um aumento recente nos preços de petróleo internacionalmente. Eu gostaria de saber o que foi assumido em termos de aumento dos preços de gás e diesel. E nas previsões de fluxo de caixa. A minha segunda pergunta. Em relação à Papa-Terra. Também houve uma produção decepcionante das unidades na bacia de Campos: Roncador e Parque das Baleias. Atualização das suas expectativas de produção desses Campos e quando é que esperam que a produção atinja um platô? O que estão vendo também em termos de taxas subjacentes de declínio na Bacia de Campos? Está acelerando ou não. E finalmente se poderiam me dar uma atualização sobre o progresso de Búzios. E qual é o *ramp-up* esperado de lá. Obrigada.

Sr. Ivan Monteiro:

Obrigado. Vou passar a palavra à Diretora Solange com relação a performance de Campos e de Búzios.

Sra. Solange Guedes:

Bem, nós não estamos experimentando problemas em Roncador, estruturantes em Roncador e em Parque das Baleias. O que tivemos foram unidades, vou chamar atenção à unidade Parque das Baleias, onde nós tivemos uma unidade que teve problemas operacionais nos seus primeiros meses, foram resolvidos, hoje unidade opera a plena carga e com resultados muito bons. Em relação à taxa de declínio, antes disso queria falar sobre a Bacia de Campos. Ontem, eu compartilhei com a imprensa momento que nós falamos da... do resultado, da importância da bacia. Nós temos feito dois tipos de trabalho importantes em relação a ativos de maior economicidade. Nós temos investido fortemente na questão de revitalização de plataformas onde em 2015 nós investimos, ali, 2,7 bilhões de reais na eternidade das plataformas área de maior economicidade, estamos redesenhando projetos completos de revitalização em campos inteiros com Marlim e Albacora. E anunciamos ontem e isso fala com declínio também que foi perguntado, o Marlim é o nosso primeiro campo de águas profundas, é um campo que começou a operar na década de 80. Estamos experimentando pelo terceiro ano consecutivo uma produção crescente no campo de Marlim. Então, a nossa política de gestão de reservatórios maduros e, também, o aumento da eficiência operacional, seja ela, dessas unidades de Marlim, por exemplo, sejam essas ligadas a Roncador e sejam essas ligadas objetivamente a Parque das Baleias como foi mencionado aqui são problemas que foram resolvidos, e que está nos trazendo resultados bastante positivos, foi uma das principais contribuições importantes para nosso atingimento da nossa meta alvo de produção no ano de 2015. Ao mesmo tempo

que nós estamos trabalhando de uma forma bastante disciplinada na implantação dos projetos do pré-sal, há um cuidado bastante grande com a Bacia de Campos que representa hoje 70% da nossa produção, o nosso fluxo de caixa essencialmente depende da eficácia da nossa atuação na Bacia de Campos, dos dez maiores campos produtores no Brasil, oito estão na Bacia de Campos e temos uma boa notícia recentemente divulgada em relação à extensão das concessões, os grandes campos, campos gigantes de águas profundas cuja reserva não se exaure no período concedido que termina no ano 2025, nós já estamos, então, buscando projetos e a viabilização de investimentos para grandes concessões naquela área, uma vez que nós temos agora definido o modelo da extensão, modelo de concessão e por mais 27 anos isso permite com que haja um processo grande de revitalização. Então nós não temos essa queda de produção, o declínio está sob controle.

De Búzios, desculpa, ainda tenho que abordar aqui uma questão feita a respeito de Búzios. Búzios nós temos uma campanha também de delimitação do campo, é uma área da cessão onerosa, ela é a nossa principal área da sessão onerosa. Nós temos testes de longa duração sendo feitos nessa área, são testes feitos com navios de médio porte que nos permitem mitigar os riscos depois dos sistemas de grande porte que vieram a operar. Nós tivemos quatro grandes projetos já definidos na carteira para esta área, são projetos que também estão no contexto do detalhamento do Diretor Roberto Mouro, quando disse sobre as nossas unidades. Os resultados é uma área também nós falamos muito de Libra, mas Búzios tem resultados fantásticos do ponto de vista de reservatório e produtividade também. Estamos bastante satisfeitos com resultados exploratórios de Búzios.

Sr. Ivan Monteiro:

Passo a palavra ao Jorge Celestino primeira parte da sua pergunta que diz respeito à previsão do preço do diesel.

Sr. Jorge Celestino:

Bem, com relação à previsão do preço do diesel que está posto no nosso planejamento, a gente tem a curva de preços de Brent que a gente acredita, que a administração acredita, além disso também a gente adiciona ao do diesel também às margens de diesel que a gente está acreditando, além do nosso posicionamento competitivo. Dentro da nossa margem existe um posicionamento competitivo do sistema Petrobras em que a gente adiciona também e assim a gente forma os preços e previsões de preços. Eu queria só tornar uma informação mais precisa quando passei a informação da parte do Comperj para 2022, na realidade mais correta é janeiro de 2023 a previsão que está no nosso plano.

Operadora:

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

Caio Carvalho - Brasil Plural:

Bom dia senhores. Boa parte das minhas perguntas já foi respondida. Vou aproveitar para tentar entender mais dois ou três detalhes a respeito do impairment. Uma delas é... se existe alguma estratégia porque a gente tinha visto algumas outras variações, talvez não grande de preço de petróleo e efetivamente não com uma variação tão forte em relação a custo Brasil, etc. Mas nunca um *impairment* tão forte. Minha dúvida é se a ideia é fazer isso anualmente, ou seja, seja se a evolução do preço de petróleo, digamos assim, acelerar de forma mais rápida e a gente mudar uma perspectiva de longo prazo acima de 72 dólares, se a gente pode ver um ganho nos valores dos ativos, basicamente saber se vai ter uma estratégia de revisões anuais em relação a esses campos. Outra questão também é como é que as questões dos ativos da cessão onerosa podem ser vistas a luz desses novos *exemptions* de *impairments*. A companhia pretende aplicar esses *exemptions* também para os campos da cessão onerosa? Eu notei que o valor de book deles continua em 74,8 bilhões de reais, fim de 14 e fim de 15. Entendo que estamos falando de uma coisa um pouco diferente, tem um contrato um pouco diferente de renegociação, mas pode se esperar que vá ter um impacto também pra baixo no *valuation* dos ativos da cessão onerosa, o que consequentemente seria positivo para a companhia? E por fim ainda na questão de revisão não teve nenhum ganho de valor com a extensão das concessões? Isso foi incorporado? O valor foi pequeno? Ou realmente não foi visto isso ainda? E por último também ainda nesse mesmo ponto a gente notou que... o teste de impairment ele revisou o valor para baixo, se eu não me engano a posição de Papa Terra, muito mais por questões de taxa de desconto e de valor de petróleo. Não tem muito a ver com questões de perfil de produção como vocês indicaram. Agora viu também que na revisão das reservas, teve uma queda grande, se eu não me engano 1.7/1.8 bilhões de barris foram... da queda de reserva do ano de 14, do final do ano de 14 para o final de 2015 houve essa revisão aí de... teve uma perda de três bilhões de barris se não me engano 1.7, 1.8, por questões de revisões técnicas e econômicas, como foi dito no relatório. Isso realmente não tem impacto em produção, essa redução da reserva? São reservas ainda não desenvolvidas que seriam mais para a frente ou a gente pode esperar um pouquinho, alguma revisão também por conta dessa queda de reserva? Acho que foi um pouco mais de duas perguntas, mas todas ao redor do mesmo tema. Se eu precisar repetir alguma delas, por favor, me avisem. Obrigado

Sr. Ivan Monteiro:

Bom, a revisão é anual, ela foi feita na periodicidade que a companhia sempre faz, ela abrangeu todos os ativos, inclusive os ativos que você menciona da cessão onerosa, você faz uma menção no seu 3º tópico sobre a extensão, lembrando que a extensão foi posterior, então ela não atingiu o balanço de 2015. Foi decidida se não me engano na última... acho que dez dias atrás, então ela não poderia ter sido... ter impactado o resultado do balanço, no dia 3 de março como a diretora Solange está me apontando e com relação a impacto nas reservas que você menciona vou passar a palavra a ela.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia, Caio. Efetivamente talvez eu vá repetir algumas coisas que o diretor Ivan já esclareceu para os senhores. O exercício de... o teste de provisionamento ou recuperação de impairment, ele é feito, esse teste de imparidade, ele é feito todos os anos. Este é um ano atípico por causa da magnitude do impacto dos preços. Essencialmente foi isso. Este impacto dos preços, os preços aos quais eles foram testados... todos esses ativos da companhia foram testados para o ano passado e agora foram testados. Sobre o recurso, sobre uma perspectiva. Não só a perspectiva de preços, não só a queda do preço no ano, mas a perspectiva no longo prazo, essa é a questão básica. Nós... testes eram feitos com uma perspectiva no longo prazo, ativos de E&P falam com prazo de 30 a 40 anos, uma perspectiva muito maior. Este ano nós reduzimos a nossa projeção futura de perspectiva baseado em todas as análises do mercado. Então, colocamos esses ativos a este teste com valores completamente diferentes e aí sem exceção. Cessão onerosa, apesar de ser um contrato à parte, ele sofre regras... a eles se aplicam as regras de apropriação de reservas, de teste de imparidade, como todos ativos nesse ponto. Aquela... você se refere ao final ao nosso anúncio que nós fizemos de redução de 20% das nossas reservas provadas, foi isso que nós publicamos, de novo sofrendo o mesmo efeito, algo singular também na nossa trajetória por causa do ineditismo também de uma queda localizada tão abrupta como aconteceu agora na questão dos Brents. Essa revisão ela não traz o impacto na produção objetivamente ou significativamente, de novo, porque é uma revisão de longo prazo. É uma revisão de longo prazo. Nós temos um trabalho também, a Petrobras é bastante forte nesse aspecto de um trabalho técnico de aumento do fator de recuperação, então nós temos um trabalho intenso de aumentar o fator de recuperação mesmo que eventualmente nós tenhamos uma menor economicidade para aqueles volumes ali situados, foi essencialmente o que aconteceu. Você também faz referência a algumas questões técnicas, lembrar que uma das questões técnicas a qual nos referimos naquele momento é exatamente Papa Terra. Papa Terra não é ativo... é ativo de médio porte, ele é um ativo do pós-sal, um ativo da bacia de Campos, a ele... ele também sofreu um impacto relevante por causa de custos, agregado e associado a outro impacto que era... desculpa, ele sofreu um impacto relevante por causa do preço do Brent, do preço no longo prazo do *Brent*, mas também adicionalmente sofreu impactos por desempenho mesmo de reservatórios de poços de operação da sonda de completação de postos. Estes eventos trouxeram para o Papa Terra associados o impacto maior do que nos outros ativos. Mas isso não tem impacto na produção, lembrar que quando nós... e eu já tinha respondido isso na primeira pergunta, na nossa reunião aqui, no nosso café da manhã nós discutimos a questão do plano de negócios. Aquele plano de negócios já foi feito com a nossa visão mais realista das projeções e das entregas desses ativos. O que nós estamos apurando agora é uma questão contábil relacionado a teste de imparidade.

Caio Carvalho - Brasil Plural:

Perfeito. Se me permite, só um follow-up, Solange e Ivan, na questão da cessão onerosa, então cessão onerosa já foi... acreditava que talvez, por ser um contrato um pouco diferenciado tivesse um tratamento à parte. Então na verdade não, a cessão onerosa também passou pelo teste de impairment e a conclusão da companhia foi que não haveria necessidade de revisão do valor por conta dessa mudança desses *exemptions* de petróleo, câmbio... e taxa de desconto. Eu entendi corretamente?

Sra. Solange Guedes:

Entendeu corretamente.

Caio Carvalho - Brasil Plural:

Perfeito. Muito obrigado.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem da Sra. Lilyanna Yang do UBS.

Lillyana Yang - UBS:

Obrigada pela oportunidade. Uma pergunta é sobre o plano de desinvestimento: vocês acham que ainda vão atingir o *target* de vender 14 bilhões de dólares até o final do ano e se podem dar uma cor sobre que tipo de ativos vocês estariam ainda pondo à venda? A gente viu recentemente que tem, praticamente os campos *onshore*, em termos de 2% da produção postos à venda. A outra pergunta simples é o *impairment* de 1.2 bilhões de reais em Lapa se deu a quê? Eu entendi pelas respostas anteriores, perguntas anteriores que praticamente, além disso, não houve nada do pré-sal em termos de impairment. Terceira pergunta sobre conteúdo local. Qual nível de multa já emitidas pela ANP por não cumprimento de conteúdo local a vocês e quantos pedidos de *waver* já foram aceitos pela ANP em relação a isso? No caso de vocês? Obrigada.

Sr. Ivan Monteiro:

Eu vou passar à diretora Solange... falando genericamente do plano de desinvestimentos, a meta está mantida em 14,4 bilhões de dólares para esse ano, a companhia trabalha em várias frentes, algumas a gente já divulgou, mas eu gostaria de passar a palavra à Diretora. Solange para fazer uma menção à sua pergunta sobre Lapa e ela também vai discorrer um pouquinho sobre uma iniciativa nossa de colocar à venda os ativos internos. Por favor, Solange.

Sra. Solange Guedes:

Bom dia Liliana. Prazer falar com você. De novo, eu queria só trocar um pouco a ordem da resposta. Eu queria colocar aqui que nós... você pediu uma cor sobre o tipo de ativos com os quais estamos trabalhando na nossa carteira de desinvestimento, de novo relembro da nossa última conversa onde nós colocamos para vocês que não há nenhum tipo de limite dentro da maximização do retorno para a companhia da forma e quais ativos iremos trabalhar seja no *downstream*, seja no *upstream*. Esses ativos que foram colocados à venda, são ativos de terra, eles representam ,são 98 concessões de produção e mais seis ativos em fase probatória que formam, de uma forma bastante integrada, são dez polos de produção espalhados pelas áreas que vai do Ceará até no Espírito Santo Nós fizemos um trabalho bastante detalhado para conciliar os interesses da Petrobras, os benefícios para a Petrobras que vão além de um desinvestimento e também para gerar interesse real para players de pequeno e médio porte que podem se interessar quando colocados de uma forma onde riscos e oportunidades eles são colocadas no pacote bastante interessante pra esse tipo de ator.

Indo para Lapa... um evento da Lapa está mais ligado a um reprocessamento sísmico, ele não está ligado a preço objetivamente, é uma questão técnica de um reprocessamento sísmico que foi feito no campo de Lapa que nos levou a esse resultado aqui, mas não foi ligado objetivamente a preço.

Sr. Ivan Monteiro:

Com relação a sua pergunta sobre conteúdo local, não sei se você percebe claramente uma maior... assim... tentativa do regulador em buscar atender anseios da indústria de petróleo com relação a de que forma cumprir as exigências de conteúdo local. Acho que o diálogo tem sido extremamente positivo, o regulador tem demonstrado claramente sua intenção de promover um maior investimento não só vindo de empresas do exterior, mas empresas brasileiras e é importante o desenvolvimento e o crescimento da produção nacional de petróleo e gás. Acho que esse é o objetivo maior de todos, sabedores das dificuldades pelos quais passam alguns dos fornecedores aqui no Brasil, eu acho que isso aumenta e tem sido bastante positivo o diálogo com o regulador, com a ANP e que tem se mostrado bastante sensível a essa questão e a gente acredita que brevemente teremos evoluções bastante claras em relação a esse tema. Você faz uma pergunta específica com relação a... o que foi solicitado de *waver*, o que você tem de discussão conteúdo local, eu peço depois que o pessoal de RI entrar em contato com você e detalhar isso melhor. Muito obrigado.

Liliana Yang - UBS:

Perfeito. Obrigada. Só voltando um pouquinho Lapa. Acho que eu não entendi. O *impairment* de Lapa foi mais uma questão da plataforma de produção ou de outro aspecto?

Sra. Solange Guedes:

Desculpa, eu não me fiz entender corretamente. O dado de reservatório da área ele foi submetido a uma reanálise sísmica. É disso que eu me refiro. Não está ligado nem à plataforma nem ligado a questões de preço. Correto?

Liliana Yang - UBS:

Ok. Obrigada.

Sra. Solange Guedes:

De nada.

Operadora:

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros, do Citigroup.

Pedro Medeiros - Citigroup:

Ok. Obrigado por pegar a pergunta. Bom dia a todos. Tenho algumas perguntas também. Primeira delas queria saber se Ivan, você podia comentar um pouco sobre a performance dos programas implementados pela nova diretoria para redução de custos gerenciáveis. É possível de alguma forma traçar quanto de ganhos analisados vocês já conseguiram obter, nas administrativas como orçamento, contratos terceirizados ou não renovação de alguns contratos, acordo coletivo, redução de caso, overhead, etc. e como isso se compara com as expectativas que vocês tinham originalmente. Segunda pergunta é um follow-up sobre a questão da cessão onerosa, eu entendo que o teste impairment ele não afetou a base de ativos hoje registrados da cessão onerosa, mas, você pode confirmar o cronograma mais atualizado sobre o processo de renegociação do contrato, na verdade renegociação do valor do contrato como estava previsto originalmente nele e qual a expectativa da Diretoria se esse processo deve gerar ganho ou perda. E a minha terceira pergunta é apenas um *follow-up*, eu queria entender, vi no resultado de vocês que houve uma provisão para abandono no ano de 2015 de 14.1 bilhões de reais e que boa parte disso deveria ter sido reconhecido no quarto trimestre. Isso entrou em resultado ou não entrou? Não ficou muito claro para mim. Obrigado.

Sr. Ivan Monteiro:

Pedro, bom, primeiro obrigado pela pergunta. A redução dos gastos gerenciáveis bom, vou responder objetivamente. Vocês estão satisfeitos com até agora? A resposta é sim. O conjunto imenso de iniciativas nas várias áreas de negócio da companhia, você mencionou algumas, não queria te dar nenhum dado que depois não tivesse que ter feito. O pessoal de RI depois entra em contato e passa dado por dado no nível

de abertura que você precisa. Mas estamos satisfeitos sim. Isso não quer dizer que a companhia não vá perseguir melhoria, a diretora Solange durante nossa conferência já falou da segunda onda, ela mencionou ontem, a gente fez uma primeira onda, vamos trabalhar muito forte essa segunda onda e o objetivo é perseguir mais e mais reduções, a companhia acredita que o preço futuro da commodity e do Brent foi pra outro patamar, patamar menor no longo prazo, isso teve grande impacto já mencionado por todos aqui com relação a testes de imparidade e pra isso a companhia vai ter que se reinventar. A companhia vai ter que ter os seus custos adaptados a essa nova realidade. Portanto, vai ser um processo contínuo em que nós vamos identificar toda e qualquer oportunidade de redução para sermos competitivos no ambiente de Brent mais baixo. Com relação a cessão onerosa eu passo a palavra à Dra. Solange.

Sra. Solange Guedes:

Boa tarde, Pedro. Desculpa, bom dia, né Pedro? Nós compartilhamos com vocês também, que existem duas certificadoras contratadas, uma por parte do Governo outra por parte da Petrobras que estão trabalhando intensamente para entregar suas primeiras definições no segundo semestre de 2016. A nossa expectativa nós temos nos reunido para discutir questões de premissas, mas não tem um cronograma definido, tudo vai depender de quando teremos esses certificados entregues e não há uma perspectiva não posso lhe afirmar agora sobre quaisquer definições de ganhos ou recebimentos da sessão onerosa.

Operadora:

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

Sr. Ivan Monteiro:

Bom, nós agradecemos a presença de todos e informações adicionais podem ser solicitadas à área de RI da Petrobras. Muito obrigado e bom dia a todos.

Operadora:

Obrigada senhoras e senhores. O áudio dessa teleconferência para replay e a apresentação de slides estarão disponíveis no site de Investidores da companhia, no endereço: www.Petrobras.com.br/ri. Isto conclui webcast teleconferência. Muito obrigada pela sua participação. Por favor, desconectem suas linhas e tenham um bom dia.