

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto 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 segundo 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 Relações 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;**
- O Sr. **Roberto Moro, Diretor de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia;**
- O Sr. **João Adalberto Elek Junior, Diretor de Governança, Risco e Conformidade;**
- O Sr. **Nelson Luís Costa Silva, Diretor de Estratégia, Organização e Sistemas de Gestão;**
- 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 às 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 segundo trimestre de 2016. Posteriormente, serão respondidas as perguntas dos participantes. Por favor, Sra. Isabela.

**Isabela Rocha:**

Bom dia. Boa tarde a todos. Agradeço a atenção e a participação. Eu gostaria de começar a apresentação dos resultados ressaltando uma mudança que nós fizemos no release de resultados, com objetivo de trazer... Explicitar melhor cada segmento de negócio e auxiliá-los no entendimento e modelagem da Companhia, aumentando a transparência. Essas melhorias consideraram a abertura trimestral por segmento, mais informações, mais linhas de resultado por segmento, a separação de resultados no Brasil e no exterior, mais dados de importação de produtos e volume de vendas do abastecimento e da distribuição. E as tabelas com resultados em Excel estão disponíveis no site de relacionamento com investidores.

Iniciando a apresentação, começamos ressaltando o comportamento do ambiente, o câmbio no segundo trimestre 3,51, no valor menor que do primeiro trimestre, mas no patamar superior se comparado ao mesmo período do ano passado.

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

Inversamente, o Brent teve um comportamento, um aumento no segundo trimestre em relação ao primeiro trimestre no valor de 46 dólares por barril em média e mais um patamar inferior ao mesmo período do ano passado. Seguindo o efeito no resultado bruto, começa com aumento do resultado bruto em 22.8 bilhões de reais. Os principais fatores que impactaram esse aumento foram principalmente a maior produção de óleo e gás em 7% da Petrobras, consequente aumento em 14% em volume das exportações de óleo e derivados, associado a menores custos de importação de gás de GNL por conta da maior produção de gás local e também da menor demanda térmica. Tivemos também, em contrapartida, uma redução na venda de gasolina, embora o total de vendas tenha aumentado, a gasolina reduziu e energia elétrica também por conta da menor geração elétrica e maiores gastos com participação governamentais e com importação por conta do aumento do preço do Brent se comparado ao primeiro trimestre.

Em termos de resultado operacional atingimos 7.2 bilhões de reais, aí houve uma redução de 12% em relação ao primeiro trimestre, principalmente por despesas, alguns itens não recorrentes ou despesas com novo plano de incentivo ao desligamento voluntário, PIDV que correspondeu a 1.2 bilhões de reais, o *impairment* que foi realizado no Comperj devido à reavaliação desse projeto no valor de 1.1 bilhões de reais e maiores despesas em blocos exploratórios devido à baixa economicidade, são blocos que nós estamos em processo de devolução, 500 milhões de reais e maiores despesas também gerais administrativas basicamente com consultorias no valor de 200 milhões de reais. Olhando o resultado financeiro, nós tivemos uma redução de 30% das despesas financeiras, basicamente pela apreciação do dólar em relação ao euro. É importante dizer que hoje a nossa maior exposição líquida é do dólar em relação ao euro e com essa apreciação houve uma redução importante de despesas financeiras.

Diferente a comparação com o semestre do ano anterior em que a desvalorização do real frente ao dólar causou um aumento nas despesas financeiras. Por fim, o resultado líquido reflete uma reversão do prejuízo do trimestre passado quando atingimos 370 milhões de reais, isso decorrente do melhor resultado financeiro líquido que mais que compensou a queda do resultado operacional. Passando para o próximo slide, EBITDA ajustado, atingimos 20.3 bilhões de reais, em comparação com trimestre anterior, uma redução de 4%. Se nós expurgarmos alguns itens não ... Alguns itens especiais, como o plano de desligamento, contingências, esse EBITDA viria trazendo aumento, a margem EBITDA tá no patamar de 28%, continua em linha com os últimos resultados, passando a geração operacional de caixa nós tivemos um aumento de 27%, 21.9 bilhões de reais foi o valor desse segundo trimestre. Os investimentos numa visão caixa a gente traz aqui visão caixa dos investimentos, 11.2 bilhões de reais, um decréscimo em relação ao trimestre anterior e ao mesmo período do ano passado também. O E&P concentrou 89% desse capital investido dos investimentos nesse trimestre e também no semestre.

O que resulta em um fluxo de caixa livre bastante positivo, atingimos 10.8 bilhões de reais, um aumento de três vezes e meia em relação ao trimestre anterior e positivo pelo quinto trimestre consecutivo. Esse resultado é importante pra desalavancagem da empresa e ele é o que traz o fruto da maior geração operacional e da redução de investimentos.

Podemos passar. Um olhar agora sobre o endividamento, então tivemos também um movimento importante em redução do endividamento em valor bruto, 397.8 bilhões de reais representam uma redução de 19% de nove bilhões e meio de reais se comparado ao último... A dezembro de 2015, em termos líquidos uma redução também de 15% atingindo 332 bilhões de reais. Se olharmos em dólar, também notamos uma redução se comparando o segundo trimestre de 2015, uma redução de 7,5%. O nosso valor de endividamento líquido em dólar ao final do segundo trimestre é de 103.6 bilhões de dólares.

O endividamento líquido sobre o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses, como nós costumamos reportar, tá em 4.5 nesse trimestre, lembrando que era de 5.3 em dezembro de 2015. E em termos de alavancagem também nós saímos de 60% em dezembro de 2015 e de 58% no primeiro trimestre pra 55%, então uma queda na alavancagem. Agora eu gostaria de destacar a gestão da dívida que tem sido feita na tentativa de alongar a dívida, então nosso prazo médio de dívida tá em 7,3, com o custo médio de 6,3%, isso é fruto das operações de oferta de títulos e recompra de títulos que foram feitas até junho, concluído em maio, foram emitidos 6.75 bilhões de dólares e recomprados 6.3 bilhões e a gestão

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

foi feita em julho também não tá refletida aqui nesse quadro, mas foi feita uma operação equivalente no valor de três bilhões de dólares.

Passando a seguir a gente traz um resumo de tudo que foi explicado até agora, o comportamento e o demonstrativo de resultados até chegar o lucro de 370 milhões de reais, gostaria de destacar aqui que essa linha de investimentos está na visão competência, por isso ela é distinta da visão anteriormente mostrada no slide anterior.

Podemos passar. A comparação agora é no semestre, também com uma comparação entre semestres, mesma observação em relação à linha de investimentos.

Vamos passar. Em termos operacionais a gente traz aqui o resultado do aumento da produção de petróleo e gás, então aumento de 8% na produção de petróleo, atingimos dois milhões, 133 mil barris por dia, isso se deve ao menor número de paradas que foram feitas no segundo trimestre e também ao *ramp up* dos sistemas que entraram, como o sistema de Lula alto com o FPSO Cidade de Maricá.

A produção de gás aumentou 5% possibilitou a redução da importação de GNL o que reduziu nossos custos. No exterior nós tivemos um aumento de 2% na produção de petróleo por conta de retorno do campo de Akxo na Nigéria e um aumento de 9% por conta do *ramp up* de um campo no Golfo do México, denominado Hadrian South.

Se olharmos a comparação no semestre a gente vê... Reflete aqui a concentração de paradas que houve no primeiro trimestre, como já foi visto no resultado do trimestre anterior.

Passando a seguir, ressaltando no próximo slide a gente pode ver a produção no pré-sal e aí no pré-sal nós anunciamos o atingimento de 1.06 milhões de barris por dia, então superamos o marco de um milhão de só apenas petróleo no pré-sal e esse aumento de produção operada no pré-sal tem possibilitado a redução do custo de extração que nessa província tá abaixo de oito dólares por barril. Aí nós destacamos a entrada no campo de Lula alto do FPSO Cidade de Maricá que já tinha ocorrido em fevereiro desse ano, em 8 de julho no terceiro tri conforme prometido entrou em operação Lula central, com o FPSO cidade de Saquarema e nós esperamos para o terceiro tri ainda o Cidade de Caraguatatuba no campo de Lapa. Podemos passar. Aqui uma figura do custo de extração, o custo de extração apesar de estar... Apontar esse aumento em 5% no dólar ele reduziu 5% em reais e expurgando o efeito cambial houve uma redução de custo de extração, basicamente devido ao aumento da produção do pré-sal como comentado com menores custos de extração.

No exterior houve uma pequena redução devido a menores gastos na Argentina com a venda de alguns Campos ocorridos no primeiro trimestre.

A seguir, passando, a gente vê a produção de derivados no Brasil. Essa produção caiu 2% mas a carga processada ela se manteve estável em um milhão, 869 mil barris por dia com fator de utilização alto no refino de 84% e o rendimento bastante alto em derivados nobres como diesel, gasolina e QAV. Então, a produção de 70% em média desses derivados.

Se compararmos o semestre a carga processada, a produção de derivado ficou inferior e a carga processada também inferior devido a paradas de refinarias importantes. Passando a seguir, olhando a venda de derivados nós vendemos dois milhões, 109 mil barris por dia então houve aumento de 3% de venda de derivados, o que destaca aqui é o aumento da nafta pela maior demanda petroquímica, a demanda de gasolina ela permaneceu estável no país e houve colocação de produtos por terceiros, por isso a nossa venda de gasolina reduziu um pouco e o diesel... A demanda de diesel no país aumentou, mas também houve colocação por terceiros e nós mantivemos o mesmo nível ou aumentamos um pouco a venda de diesel. Na comparação entre semestres houve uma queda de demanda. A demanda de nafta caiu, a de diesel também caiu 5% e a de gasolina permaneceu estável. Então, do primeiro trimestre para o segundo trimestre a gente vê uma recomposição, uma melhora no mercado de diesel com um aumento.

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

Passando a seguir, a balança comercial de líquidos trouxe um resultado bastante importante porque nós fomos nesse segundo tri exportadores líquidos. Então importamos 359 mil barris por dia entre petróleo e derivados e exportamos 515 mil barris por dia. Aqui é importante salientar que isso é fruto do crescimento da produção de óleo no Brasil, do aumento da participação do óleo nacional na carga processada que atingiu 91% e isso reflete numa menor necessidade de importação de óleo e uma maior disponibilidade para exportação. Então, o nosso saldo foi positivo, tivemos um superávit de 156 mil barris por dia revertendo o déficit na balança comercial que tínhamos anteriormente.

Passando a seguir, olhando o custo de refino, o custo de refino ele aumentou 8% em dólar como tá colocado aqui, entre o primeiro tri e o segundo tri e em reais ele reduziu 2%. Impacta bastante o custo de refino, o custo de pessoal que corresponde a 60% desse custo total. Na comparação entre semestres, houve um aumento em reais desse custo por conta do acordo coletivo ocorrido em setembro do ano passado.

No exterior, nós mantivemos o mesmo nível de custo de refino, mas num patamar superior em dólar por barril do que o custo de refino nacional.

Passando a seguir, uma visão nas despesas gerais administrativas com aumento de 7%, esse aumento em torno de 200 milhões, ele se deve a um aumento com gastos em consultorias, nesse... Foram pagas efetivamente nesse segundo trimestre.

Passando a seguir uma rápida visão por segmento de negócio, nesse segundo trimestre o resultado do abastecimento bastante importante, não foi diferente das demais companhias integradas cujo resultado tá vindo bastante da área de R&M, de refino e marketing e nesse ambiente de baixo preço de petróleo. Então 10.3 bilhões de reais, resultado do abastecimento no primeiro tri, foi impactado menor que o trimestre anterior justamente por conta do *impairment* do Comperj e também despesas com PIDV. No E&P, um resultado de 2.9 bilhões de reais e aqui melhor que trimestre anterior pelo aumento do preço do petróleo e pelo aumento da produção basicamente. No gás e energia, 900 milhões de reais e aqui impactou a redução do custo de importação do GNL como já comentado, isso compensou também redução de geração da energia elétrica. Na área de distribuição o valor, o resultado de 300 milhões melhor que o trimestre anterior. A gente destaca que um menor registro de perdas com recebíveis do setor elétrico na área de distribuição, apesar de ter havido uma redução de volume de vendas de gasolina, QAV e óleo combustíveis para térmicas. Aqui também destacamos o melhor resultado no exterior, tivemos uma margem boa no Paraguai pelo melhor mix de produtos vendidos. Área de biocombustível com prejuízo e o corporativo eliminações. Então o resultado operacional do segundo tri 7.2, está aí composto por segmento de negócio. O próximo slide ele traz a mesma visão para o semestre e onde fica mais evidenciado ainda devido ao baixo preço do petróleo no primeiro trimestre, do grande resultado do abastecimento e o resultado total no semestre de 15.3 bilhões de reais. Passando para uma visão do fluxo de caixa em 2016, a expectativa atual a geração operacional esperada é de 26.7 bilhões de dólares, esse quadro está em dólares, a tendência que com a melhoria do câmbio e do Brent até seja melhor esse resultado que nós estamos planejando. O valor de garantia judiciais em 4,5 bilhões de dólares, isso é uma posição conservadora, o resultado do primeiro semestre o que já foi depositado em termos de garantias judiciais foi 355 milhões apenas, mas é uma visão conservadora pro caixa desse ano, em termos de despesas financeiras e amortizações 20.7 bilhões de dólares, essa operação que eu comentei de recompra de títulos e rolagem, recompra 9.3 bilhões de dólares, gera os dividendos, investimentos a nossa melhor figura atual para o ano é de 17,5 bilhões de dólares, estamos mantendo a meta de desinvestimentos em 14.6 para esse ano, rolagem de 10.3, captação cerca de dois bilhões, então o saldo final de 27.3 bilhões. A figura de liquidez pra esse ano é essa e é fruto da melhor geração operacional que tem acontecido da gestão da dívida que tem sido feito dos desinvestimentos acontecendo confiamos nesse quadro como melhor resultado. Assim eu termino a apresentação de resultados e podemos ir pra sessão de perguntas e respostas, mais uma vez eu queria destacar que as perguntas serão feitas em português ou em inglês diretamente e os diretores responderão em português com tradução simultânea para o inglês, para quem assim desejar. Muito obrigada.

#### **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 as respondam na sequência. Solicitamos também que as perguntas não sejam feitas através da função viva-voz. As perguntas feitas em inglês serão ouvidas por todos os participantes no idioma original e respondidas pelos executivos em português com tradução simultânea para inglês.

O Sr. Luís Carvalho do UBS gostaria de fazer uma pergunta.

#### **Luís Carvalho - UBS:**

Bem, boa tarde a todos. Obrigado aí. Eu tenho duas perguntinhas. Primeiro, eu queria talvez ouvir do Ivan e um pouco sobre a questão regulatória. A gente tem tido algumas conversas com os atores da indústria, tanto do *Upstream* quanto do *Downstream* e... Também do Governo e a gente tem visto uma... Vamos dizer assim, uma predisposição bastante grande de alguns... Algumas mudanças do ponto de vista regulatório, do pré-sal, repetro, o conteúdo local, unitizações, mudança na lei do gás... Queria entender como é que está a interlocução da Companhia com um *player* extremamente relevante no que tange a parte regulatória, mudanças, ou... Queria entender um pouco como é que está a conversa, vamos dizer assim, da Petrobras com o Governo e atores no sentido de uma melhora de regulação, possível mudança. A segunda pergunta é sobre cessão onerosa. Queria entender se existe já algum entendimento inicial com a ANP com relação às premissas básicas pro cálculo da... Vamos dizer assim, de quem deve pagar para quem ou quem deve receber de quem, queria ver se tinha alguma expectativa de Timing. E só uma última perguntinha. Queria aproveitar a presença do Nelson, eu sei que não deve poder comentar muito sobre o plano no detalhe, mas se ele pudesse comentar, vamos dizer assim, em linhas gerais o que a gente pode esperar do plano... No próximo Plano de Business Plan... O que a gente pode esperar em linhas gerais? Maior visibilidade de alavancagem, maior visibilidade venda de ativos, de política de preços... Enfim, queria que ele comentasse um pouco sobre isso. Obrigado.

#### **Sr. Ivan Monteiro:**

Boa tarde. Obrigado pela pergunta. A primeira sobre aspectos regulatórios, a Companhia tem se comportado claramente como defendendo alterações de natureza regulatória que torne mais atrativos os... Torne mais próximos de condições de mercado os ativos que a Companhia tem, as interações que a Companhia tem junto aos seus vários atores, sejam investidores, sejam acionistas... Com um único sentido de que essas regras sejam estáveis e que deem condições para que as decisões de investimento no segmento do que são decisões simples de longuíssimo prazo possam ser tomadas no melhor ambiente possível. Acho isso extremamente importante porque caso isso não ocorra os investidores irão requerer taxas de remuneração muito mais elevadas para cobrir essa instabilidade, esse risco adicional quando você não tem ambiente estável de regulação. Mas eu vou transferir para a diretora Solange Guedes que ela possa falar um pouquinho... Você colocou quatro ou cinco tópicos eu tenho certeza que ela pode falar muito mais competência do que eu cada um deles. Muito obrigado.

#### **Sra. Solange Guedes:**

Bom dia. Luís, nós estamos... Acho que talvez o grande crédito dessa sua percepção de melhoria de ambiência em aspectos regulatórios, se deva a um trabalho muito forte do IBP que tem travado aí uma discussão intensa com os órgãos regulatórios de uma forma geral com o Governo no sentido de buscar equacionar o mais rápido possível, você citou a questão, por exemplo, do repetro que é algo que tá sendo quantificado por todos, todas decisões de investimentos hoje da indústria ele é feito partindo do pressuposto da ausência, da hipótese da ausência e da presença da renovação do repetro. Então é algo importante que tá sendo endereçado pelo IBP. Assim como também nós da indústria estamos levando ao Governo nossas melhores sugestões de ajustes pra que haja um processo de licitações que sejam das áreas unitizadas ou qualquer outro modelo de uma forma muito competitiva no ano que vem, são

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

aspectos regulatórios importantes como disse o diretor Ivan que vão trazer esses investimentos ou dar segurança aos investimentos que já são feitos no Brasil. Você citou também de uma forma específica a questão da cessão onerosa, nós estamos, eu vou repetir praticamente a mesma resposta do nosso encontro anterior quando mencionei que tanto nós quanto a outra parte estamos finalizando as nossas avaliações, os nossos... Consultorias que emitirão os relatórios técnico-econômicos. Você pergunta sobre as premissas básicas que eventualmente podem ter sido discutidas, nós travamos sim discussões apresentando nossas visões em relação a essas premissas básicas, tanto com a ANP quanto com o Governo, mas obviamente são só discussões, avaliações de percepção lado a lado, cada área vai usar essas percepções e suas avaliações da forma mais robusta que entender para endereçar para suas respectivas consultorias.

**Luís Carvalho - UBS:**

Tem alguma ideia de Timing em relação a isso? É uma coisa pra ser definido esse ano, ou ano que vem?

**Sra. Solange Guedes:**

Não. Este processo é um processo bastante inovador, uma renegociação de um contrato dessa magnitude com toda sua complexidade é algo que é bastante difícil fazer qualquer previsão aqui de finalização, Luís.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Eu peço desculpas, o diretor Nelson tá liderando agora uma reunião importante.

Nós amanhã estaremos todos os principais executivos da Companhia estaremos reunidos na terceira fase de discussão da revisão do plano então ele não tá aqui no momento, mas a gente prefere que todas as informações relativas a quais são as principais métricas que nós vamos trabalhar, elas sejam divulgadas após a conclusão desse trabalho que amanhã nós teremos o nosso terceiro encontro.

**Luís Carvalho - UBS:**

Fechado. Obrigado. Boa tarde.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado a você, Luís.

**Operadora:**

O Sr. Cristian Audi do Santander gostaria de fazer uma pergunta.

**Cristian Audi - Santander:**

Relacionado à CAPEX. Vocês continuam mostrar um progresso bastante positivo no sentido de diminuir o CAPEX, parabéns nesse sentido... Queria entender um pouco melhor esses níveis que a gente viu no segundo tri, cerca de 11 bi de real, esse é o novo patamar que nós devemos esperar para os próximos dois trimestres ou não? Tem algum *trend* que possa levar esse nível de aumento na segunda metade do ano. E se pudessem discutir um pouco mais em detalhe o que está levando a esse corte ou essa queda. Ela continua focada no setor de E&P? Se puder dar um pouco mais com relação a alguns projetos específicos de curto prazo que foram ajustados ou qualquer coisa nesse sentido ajudaria a nossa visão. A segunda pergunta é mais voltada a sua contínua venda de ativos e queria entender aí, primeiro com relação à venda dos ativos da NTS para a Brookfield. Isso tá dependendo de alguma mudança regulatória para esse processo potencialmente ser concluído ou isso realmente não tem nada a ver pro processo ir em frente e se vocês podiam só confirmar relacionado a CAPEXs negativos que as obras... Na sua visão não serão retomadas, a não ser que vocês possam achar um parceiro para aquele projeto. Obrigado.

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

**Sr. Ivan Monteiro:**

Cristian, obrigado. Vou comentar um pouquinho do CAPEX, não sei se você viu na projeção de fluxo, a gente tinha um valor no orçamento superior ao valor que efetivamente nós estamos performando, nós acreditamos que haja uma ligeira recuperação no segundo semestre em relação à performance do primeiro semestre mas claramente o indicativo é que nós vamos performar, em termos de investimento, abaixo do CAPEX inicialmente planejado. Eu passaria... Como a gente tá concentrando a maioria do CAPEX na área de exploração e produção eu passaria à diretora Solange para efetuar alguns comentários.

**Sra. Solange Guedes:**

Cristian, bom dia. Grande parte dessa diferença que você... Que nós reportamos aqui como o Ivan colocou, existe uma perspectiva de melhoria dessa realização orçamentária no segundo semestre deste ano e eventualmente há uma parcela relevante que eventualmente não vá se recuperar esse ano, ele tá associado mais precisamente à performance de contratadas, de projetos de médio e longo prazos e que não venham impactar e não tenham impacto muito relevante agora na produção de 16 e eu diria que na produção de 17 também não. Então nós estamos avaliando que esse CAPEX houve uma percepção também de que haveria essa... Esse impacto da produção, isso não se realiza principalmente porque são as nossas... Produção de curto prazo, ele tá muito ligado a uma disponibilidade de recursos críticos e isso nós estamos completamente disponíveis aí com todos os recursos pra entregar essa produção.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Cristian, retomando a discussão sobre venda de ativos... A discussão com a Brookfield caminhar bem é uma operação complexa e grande, não há nenhuma... Nenhum problema de natureza regulatória nesse momento que nos impeça ou que tem nos impedido de continuar a discussão. Evidentemente todas essas operações depois são submetidas aos reguladores, como é de praxe, mas não há nesse momento nada impeditivo, apenas discussões naturais de uma operação grande e complexa. Com relação a sua pergunta sobre Comperj, eu passo aqui a palavra ao diretor Jorge Celestino.

**Sr. Jorge Celestino:**

Cristian, boa tarde. Com relação ao Comperj, o que a gente tá fazendo é o seguinte. No horizonte do PNG e pelas demandas de diesel a gente olha que esse projeto na nossa carteira, no nosso portfólio, ele não faz muito sentido. Mas continuamos buscando e discutindo com parceiros para que... Pra buscar um parceiro pra realizar empreendimento. É exatamente isso aí que ele tá fazendo.

**Cristian Audi - Santander:**

Ah, entendi. E um último *follow up* Ivan, voltando ao foco de Plano Estratégico, vocês já têm uma visão de quando vocês poderiam eventualmente anunciar o Plano ou ainda não?

**Sr. Ivan Monteiro:**

Temos sim. A gente anunciará esse Plano dentro do período que foi estabelecido pelo Presidente Parente, provavelmente ainda no mês de setembro.

**Cristian Audi - Santander:**

Tá, obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado a você, Cristian.

**Operadora:**

O Sr. Bruno Montanari do Morgan Stanley gostaria de fazer uma pergunta.

**Bruno Montanari – Morgan Stanley:**

Boa tarde. Obrigado por pegar as perguntas. Primeiro queria parabenizar aí o time por ter feito nossa vida mais fácil com reformatação do *Release*, essas novas tabelas, então muito obrigado. A primeira pergunta é pro Ivan, em relação à estratégia de recompra de *bonds* para melhorar o perfil da dívida. Eu vi lá no fluxo de caixa que vocês colocaram, mas queria ouvir de vocês quanto mais a Companhia estaria disposta a fazer talvez reduzindo mais os vencimentos de 2019? Então, como a gente deve pensar na equação, alongar a dívida versus aumentar o serviço da dívida ainda que temporariamente? A segunda pergunta é pra Solange. A gente tem visto o ritmo de produção bastante interessante nos últimos meses com o *ramp up* dessas novas unidades. Seria possível ter um *range* de qual que pode ser o *exit rate* da produção em dezembro desse ano? E ainda pra Solange, se me permitir vocês têm feito um trabalho extenso na renegociação de contratos de sondas. Você diria que já chegou no nível ótimo ou a gente ainda pode pensar numa frota ainda menor de sonda, especialmente em águas profundas? E talvez, olhando pra um cenário mais positivo, o que teria que acontecer para que a gente veja a Petrobras adicionar sondas na frota? Muito obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Bruno, muito obrigado pelas suas perguntas. A operação que foi feita, ela tinha exatamente o objetivo que você mencionou: a desconcentração dos vencimentos. Nós tínhamos vencimentos crescentes desde o ano 2015 até o ano de 2020. Confesso pra você que ficamos muito satisfeitos com a primeira resposta do mercado, em relação à primeira operação, foi uma demanda superior a 20 bilhões de dólares. Nós contratamos 6,75 e logo depois, como a performance do *bond* foi excelente, nós fizemos uma reabertura e fizemos uma nova operação de 3 bilhões de dólares. Se você perceber a curva tem se movido positivamente nos últimos... De uma forma bastante acentuada, em especial nos últimos 45 dias, e eu acho que também você acaba agregando a melhoria do cenário da própria... Do próprio Brasil, do país, da economia, da própria Petrobras, então de modo geral a gente acha que fizemos um montante adequado para o que a gente planejava e olharemos de maneira muito de perto eventuais novas oportunidades. Eu diria pra você que a gente tem recebido muita oferta espontânea agora, em relação a ideias, em relação a novas operações que podem ser feitas, mas todas as vezes que a gente decide a gente comunica o mercado e divide essa informação com vocês. Então ficamos muito satisfeitos com que foi feito, não temos nenhuma perspectiva de fazer novas operações, mas olhamos com atenção se surgir uma boa oportunidade. Eu passo agora à diretora Solange.

**Sra. Solange Guedes:**

Bom dia, Bruno. Realmente, conforme nós conversamos no primeiro e agora no segundo trimestre de 2016, de acordo com o planejado nossa produção ela cresceu como tínhamos anunciado, fortemente agora no segundo trimestre. Estamos trabalhando de uma forma muito integrada à área de *Upstream* e à área de *Downstream* sob diversos aspectos da nossa operação e dando maximização dos resultados da Companhia. Então nós realizamos, concentramos as nossas paradas programadas no primeiro trimestre e com esses novos eventos do segundo trimestre, eu diria o seguinte, não seria um *range*, Bruno, mas em algum momento pelo menos alguns períodos e alguns dias nós atingiremos produções de dois milhões e trezentos mil barris por dia, de agora até o final do ano, em momentos onde não haja paradas ou... Todos os sistemas estejam interligados. Em relação aos contratos de sonda, realmente fizemos, estamos fazendo um exercício muito forte de otimização dos nossos dispêndios com esses tipos de serviços. Nós estamos experimentando aí uma ociosidade de recursos em função da redução do Plano de Negócio e também por uma sucessiva otimização de



**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

resultados de construção de poços é algo muito bem-vindo para os nossos projetos. Nós não temos uma visão de sonda de frota ótima da forma como você falou, mas o que nós temos na verdade é que buscar reduções ainda incrementais de dispêndios, seja por número de sondas disponíveis na frota, na lâmina d'água acima de dois mil metros, seja por taxa diária. Nós estamos fazendo isso, momento está bastante positivo para fazer esse tipo de trabalho. Nosso... Questão de adicionamento de sondas na frota, ele depende do nosso fechamento de como serão as grandes estratégias do Plano de Negócios. Nós não vimos uma necessidade imediata de adicionar sondas à frota, mas, obviamente vai depender do que virá anunciado em setembro em função do Plano de Negócios.

**Bruno Montanari – Morgan Stanley:**

Perfeito. Muito obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado a você, Bruno.

**Operadora:**

O Sr. Diego Mendes do Itaú BBA gostaria de fazer uma pergunta.

**Diego Mendes – Itaú BBA:**

Bom dia. Eu também tenho duas perguntas: a primeira com relação ao parque de refino, a gente tem visto um volume de manutenção que tem trazido essa taxa de utilização para 85% e, nos anos anteriores, a gente viu ela bastante mais alta, chegando a quase 100%, lógico também num cenário de mercado doméstico um pouquinho diferente. Vocês podiam dar uma visão para gente de como é que isso deve se comportar daqui para frente? E também, dentro dessa pergunta, a gente tem visto um crescente percentual de óleo doméstico processado nas refinarias, provavelmente por conta da produção do pré-sal, que tem um óleo muito melhor. Olhando para frente, que boa parte do crescimento da produção da empresa vem de pré-sal, a gente pode chegar a ver 100% de óleo doméstico nas refinarias ou tem alguma limitação... Não tecnológica, mas limitação de equipamento para não usar 100% do nosso óleo?

A outra pergunta, com relação à produção, tem uma tabelinha que vocês mostraram na apresentação para os jornalistas, mostrando a quantidade de poços que já foi conectado em cada uma das plataformas do pré-sal que foram instaladas esse ano. Vocês poderiam falar para gente qual é o máximo de poço que cada uma dessas plataformas vai receber para chegar no *ramp up* na data que foi estimada? É isso. Obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Bom dia. Muito obrigado. Vou passar primeiro ao diretor Jorge Celestino logo após à diretora Solange Guedes.

**Sr. Jorge Celestino:**

Ok, Diego, uma boa tarde. Diego, com relação ao fator de utilização do parque de refino, o nosso modelo de planejamento, ele roda de forma integrada, obviamente considerando as restrições por parada de manutenção nos ativos, isso vale para ativo de logística como ativo de refino, e também ele roda também os fatores econômicos. Ou seja, ele roda sempre buscando o uso da maior rentabilidade do parque e isso considera importação de petróleo, importação de derivados, exportação de petróleo e exportação de derivados. Então se estabelece a carga das refinarias rodando esse modelo e otimizando para obter o melhor valor econômico. Então, se a gente olhar o FUT, o fator de utilização, quando você compara os anos anteriores com o ano atual, ele estava abaixo, não só por conta de parada de refinaria, mas também por mercado. Como o mercado está menor, principalmente mercado de diesel, e diesel é o produto que dá melhor rentabilidade para o refino, diesel vale petróleo mais 15 dólares por barril, então o modelo quando ele roda,

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

esgotada a capacidade do mercado de diesel, ele começa a ter opções de exportar petróleo e importar algum derivado. Então, a gente teve mais paradas, sim, se a gente comparar janeiro de... Janeiro a junho de 16 com janeiro a junho de 15, a gente teve uma parada geral da REPLAN e teve menores cargas na REVAP também, em função de algumas paradas, e na REFAP também. Mas de uma forma global, o efeito parada não é... não foi tão maior quanto o efeito de otimização econômica. Então esse é o primeiro ponto. O segundo ponto, com relação a usar 100% do petróleo nacional, provavelmente não... Por questões de... Do *hardware* das refinarias, esse é o primeiro ponto, então você sempre vai precisar de algum petróleo um pouco mais leve para produzir, para adequar o elenco de petróleo das refinarias, mas também para produção de lubrificantes na REDUC. A REDUC, ela tem dois trens de lubrificantes, esses dois trens de lubrificantes operam com petróleo árabe leve e base A, então a gente sempre vai ter uma importação desses petróleos para ser usado no parque de refino.

**Sra. Solange Guedes:**

Diego, bom dia. Boa tarde. Em relação à sua pergunta sobre poços, nós temos produtividades diferentes. Não existe um número fixo para cada uma dessas unidades, não estou aqui com informação exatamente desses poços, mas nós estamos experimentando uma questão seguinte, de uma forma geral, foi nossa discussão já com vocês em algumas oportunidades de explicação de como nós fizemos para reduzir nossos investimentos sem grande impacto no médio prazo nas nossas próximas unidades, nós compartilhamos com vocês que nós estamos atuando num processo de duas ondas de interligação de poços, aonde nós temos uma média de quatro a oito poços que topam uma plataforma a depender de onde elas estão. Isso não é verdade pra todas as plataformas, então passam a ser cinco, seis poços passa a ser a nossa previsão da primeira onda e os demais poços do projeto eles ficam... Eles sofrem um Gap de processo de *ramp up* e entra depois numa segunda onda, que pode acontecer até um ano depois. Não existe uma regra básica para cada uma dessas unidades não, Diego.

**Diego Mendes – Itaú BBA:**

Está ótimo. Deixa eu só complementar, então, com relação à queda do CAPEX para esse ano. Foi mais referente a essa mudança na estratégia de interligação de poços ou algum atraso na construção das plataformas que entram depois de 2017?

**Sra. Solange Guedes:**

Não. Nesse ano nós estamos reportando aqui o resultado do semestre de 2016, ele não foi impactado ainda por essa estratégia. Quando me referi à questão da primeira e segunda onda ela está no âmbito daquela discussão que nós fizemos do nosso anúncio anterior do plano de negócio 15-19 quando nós fizemos uma forte redução de investimentos de E&P, sem a sua consequência em termos de produção. Foi nessa explicação dessa aparente não consequência na produção é que nós explicamos porque que você reduz CAPEX sem reduzir... No horizonte 15-19 sem reduzir sua produção no ano 2020. Não está relacionada aos eventos aqui da realização do investimento no primeiro semestre de 2016.

**Diego Mendes – Itaú BBA:**

Tá ótimo. Muito obrigado.

**Operadora:**

A Sra. Luana Siegfried do Raymond James gostaria de fazer uma pergunta.

**Luana Siegfried – Raymond James:**

Oi, boa tarde. Obrigada pelo *conference call*. Eu tenho uma pergunta bastante rápida sobre o volume de vendas de derivados no Brasil. A gente vê que esse volume está ainda bem aquém dos níveis de 2012, 2014 que a gente chegou no pico. Eu gostaria de entender até aonde, em termos de barris por dia, a Petrobras ela está confortável com um futuro possível aumento de demanda de derivados no Brasil?

**Sr. Ivan Monteiro:**

Muito obrigado, Luana. Vou passar a palavra ao diretor Jorge Celestino.

**Sr Jorge Celestino:**

Oi, Luana. Boa tarde. Bem, nós temos operado as nossas instalações com fator de utilização da ordem de 84-85%. Então o mercado está em torno de dois milhões de barris, um milhão e novecentos... Um milhão novecentos e trinta, dois milhões... A gente espera um segundo semestre... normalmente no segundo semestre... Mais forte. As nossas projeções não indicam que o mercado irá cair tão dramaticamente a ponto de afetar nas nossas operações. Então a gente entende que existe até uma tendência de no segundo semestre dar uma melhorada aí no mercado de combustíveis. Então, continuamos bem confortáveis com a nossa operação, acho que estamos bastante competitivos em *share* e preço. Então essa não é uma preocupação que esteja no nosso radar pelas projeções que a gente tem feito.

**Luana Siegfried – Raymond James:**

Deixa eu só complementar... No sentido inverso. Entendo que cenário econômico ainda está um pouco estagnado, mas no sentido inverso, imaginando uma melhora na economia, uma melhora desse consumo de derivados até aonde a Petrobras estaria confortável, por exemplo, 2,5 bilhões de barris em termos de derivados...?

**Sr Jorge Celestino:**

Este mercado é um mercado bastante dinâmico, a gente operou com 2,5 milhões, 2,6 milhões, ou seja, a gente tem ativos, não só de refino, como ativos de logística no Brasil que já suportaram de mercado. A gente não acredita que nesse horizonte de análise que a gente tem feito nos próximos... No PNG 17-21 que a gente vai estar discutindo. A gente não tem nenhuma grande modificação que impacte em instalações... Além das já planejadas. Além das já planejadas. Manutenção do parque, algumas melhorias em alguns ativos... Não estamos entendendo que mudanças no mercado possam impactar a nossa... A nossa atividade de refino e logística.

**Luana Siegfried – Raymond James:**

Tá ótimo. Muito obrigada.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado você, Luana.

**Operadora:**

O Sr. Caio Carvalhal do Brasil Plural gostaria de fazer uma pergunta.

**Caio Carvalhal – Brasil Plural:**

Boa tarde a todos. Eu queria na verdade voltar, muitos temas já foram abordados, eu queria voltar no tema que já teve aqui no início do Q&A, relacionado às mudanças dos aspectos regulatórios, em particular um que considero bastante

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

crítico aí tanto para o setor quanto para o processo de desinvestimento da Petrobras, que é justamente o novo marco regulatório do gás. A resposta em relação à venda da rede de gasodutos do sudeste pra Brookfield foi já dada, realmente... aparentemente não existe nenhuma pendência em relação a isso para o processo de venda, mas eu direcionaria esse tema a dois outros ângulos. O primeiro, como é que fica o aspecto dos outros ativos na cadeia de logística de *Gas and Power* da Petrobras, no caso as térmicas, os terminais de gaseificação de LNG, as térmicas, enfim, como é que se interage isso? Porque, ao mesmo tempo que eu entendo que a Companhia não pode ficar paralisando o processo de desinvestimento aguardando a definição de um novo marco regulatório, por outro lado tem várias definições que seriam muito importantes até mesmo impactando, eventualmente, não só uma aprovação pelos entes regulatórios, mas também uma valorização maior do ativo por meio de uma certa estabilização. A Companhia leva em consideração isso? Afinal de contas, é óbvio que uma pressão de tempo por conta do balanço, enfim, o quanto antes acontecer a venda melhor, por outro, essa venda acontecendo com marco regulatório mais robusto e estável poderia favorecer. Na minha visão inclusive esse marco regulatório poderia ter acontecido até antes desse processo de desinvestimento. Enfim, eu queria ver como é que a Companhia entende esse marco regulatório e se existe alguma questão de Timing. A gente sabe que teve primeiro anúncio, se não me engano feito pelo diretor Celestino na conferência do IBP algumas semanas atrás, e isso causou uma ansiedade muito grande do mercado. Queria saber se tem alguma definição... Definição sei que não tem, se tem alguma perspectiva de Timing para esse tema entrar pelo menos em negociação e qual vai ser o tipo de participação que a Petrobras vai ter nesse Grupo de Trabalho governamental para definir o marco regulatório do gás. Segunda pergunta seria para a diretora Solange, entendendo um pouco de produção, eu lembro do *conference call* do trimestre passado, confesso que eu estava bastante receoso com o comportamento da produção no primeiro tri, acho que o segundo tri mostrou que realmente foi um negócio bem pontual o que aconteceu no primeiro trimestre deste ano, e a gente monitorando a produção para 2016 vê que ela está bem *on track to guidance*. Tem como já passar alguma ideia, diretora Solange, a respeito da produção de 2017? Eu acho que também causou muito questionamento de analistas estrangeiros um relatório recente da OPEP apontando um crescimento significativo na produção do Brasil, não da Petrobras, do Brasil em 2017. Eu queria saber se tem alguma, eu sei que o Plano Estratégico está em elaboração ainda, não esperaria, obviamente, um *guidance* muito específico, mas se a gente consegue se é... Se pelo que você vê de sistemas entrando, a gente pode aguardar um crescimento aí talvez de um dígito alto, um dígito intermediário para 2017, ou se não, se a gente pode olhar um ano de estabilização, buscando um crescimento posterior. Seriam as minhas duas perguntas. Muito obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Bom, boa tarde. Obrigado, Caio. Ivan falando. Sua pergunta foi muito boa e acho que a gente tem um ótimo exemplo para afastar o medo que você colocou, é a Companhia efetuar uma venda não extraíndo o valor de seus ativos. Isso não ocorre. Isso não é decidido em nenhum âmbito interno da Companhia. A Companhia ela estimula, e tem feito isso, a competitividade nos seus processos e como você tem razão, como em vários... Vários desses mercados a Petrobras era a única atuante, é natural que, ao propor o desinvestimento, haja uma discussão sobre a regulação, e a Companhia ter tido muito contributiva nesse processo, mas eu passo depois a palavra ao diretor Jorge que vai mergulhar e vai falar com detalhes com relação ao marco regulatório do gás. Agora, o exemplo que eu queria mencionar para você o próprio processo da BR Distribuidora. Nós iniciamos com processo de abertura de capital, infelizmente encontrou mercado não receptivo, por conta do que aconteceu no mundo e no próprio Brasil, nós mudamos então para uma discussão sobre a venda de uma participação minoritária. As propostas recebidas não atingiram o valor que nós entendemos que aquele ativo, um ativo espetacular, deveria alcançar e passamos agora a uma discussão com o controle compartilhado da BR. Em nenhum momento o *timing* vai pressionar a perda de valor que a gente deve, com todo cuidado, ter quando decidimos por qualquer desinvestimento no âmbito da Petrobras. Por isso que nós fizemos as operações de LM, para isso que nós trabalhamos alternativas de *funding*, para que jamais você pressione e nos obrigue a uma condição em que você tenha que vender um ativo diferente do valor que ele é percebido por nós e por todos os assessores que a Petrobras contrata para auxiliar no processo de *valuation*. Eu passo agora a palavra ao Diretor Jorge, para detalhar melhor essa questão do marco regulatório do gás.

**Sr. Jorge Celestino:**

Boa tarde, Caio. Com relação ao marco regulatório do gás, esse é um trabalho que já começou, já tem vários agentes do setor já discutindo as mudanças que precisam ser feitas no marco regulatório... Então tem ANP, tem Governo, tem IBP, tem ABGas... É um tema que precisa... Precisa ser aprofundado, não é um tema fácil como já tinha relatado lá naquela apresentação lá no IBP, mas que a Petrobras ela vai ter um papel fundamental na discussão desse modelo, dado que a maioria dos ativos estão... São de propriedade da Petrobras. A gente entende que é um modelo que a gente está fazendo de busca de parceria e desinvestimento não traz impacto no valor do negócio da forma como o negócio foi modelado, mas que a gente precisa colocar outros agentes. Existem outros agentes no mercado, não só proprietário de molécula de gás, como buscando participação investimento nessa área, então isso realmente precisa ser feito um novo modelo. Um novo modelo envolvendo não só tarifa de transporte, mas impostos... E essa discussão já vem sendo feita e ela tem sido bastante intensa. Agora, com relação a... Ao prazo para gente fechar todo esse modelo, eu ainda não teria essa resposta.

**Caio Carvalho - Brasil Plural:**

Compreendido. Muito obrigado.

**Sra. Solange Guedes:**

Caio, fiquei feliz com a sua referência em relação a reconhecer enorme esforço que nós estamos fazendo para que a gente traga previsibilidade, uma palavra que a gente está usando muito internamente na Companhia. Então quando nós dissemos que aquele resultado era pontual, que nós tínhamos e temos perspectivas reais de atingimento de metas, é uma coisa que nós estamos falando com muita fundamentação. Em relação a 2017, eu faço uma ponderação para você, porque realmente nós precisamos passar pelo exercício do planejamento estratégico e são números que serão revelados agora em setembro. Mas eu deixo apenas um conceito aqui que precisa ser bem explorado nessas avaliações. Que como funciona principalmente um segmento de Exploração e Produção, que atua massivamente em *Deepwater*. Que são... os resultados, na verdade, eles acabam sendo *setados* muito antes da sua apuração. Quer dizer, uma mudança hoje no investimento, ele não tem o reflexo imediato agora em 16 ou mesmo em 17. Agora são investimentos que tem retorno em longo prazo, é uma estrutura de negócios que tem dificuldade de mexer com muita rapidez num curto prazo, diferente de uma indústria terrestre, por exemplo. Então, o ano de 17, ele acaba tendo... nós fizemos um grande ajuste no ano passado, no ano de 2015, que obviamente estamos detalhando como isso refletirá no ano de 2017, mas as grandes decisões de 2017 em tese já estão tomadas. Não existem muitas mudanças que você possa fazer, principalmente quando você tem um ajuste forte, como nós fizemos aqui no ano de 2015. Mas os números mesmo, Caio, só são revelados mesmo porque existem algumas decisões que estão ainda sendo tomadas no nosso encontro aí de final de setembro.

**Caio Carvalho - Brasil Plural:**

Ok. Perfeito. Faz sentido. Muito obrigado a todos.

**Operadora:**

O senhor André Natal do Credit Suisse gostaria de fazer uma pergunta.

**André Natal - Credit Suisse:**

Boa tarde pessoal. Muito obrigado por responderem nossas perguntas. Eu queria fazer uma primeira que tem uma relação aí entre a questão do *market share* que vocês estão perdendo em parte no *Downstream* dado o nível de prêmio que vocês têm de preço hoje no mercado doméstico e uma participação aumentada, estimulada por esse prêmio de terceiros nas importações. Então vocês aparentemente têm convivido bem com essa participação maior de terceiros e

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

isso por outro lado vem de alguma forma levando vocês a estarem operando o parque de refino com um nível de utilização geralmente mais baixo e eventualmente perdendo *share* ao mesmo tempo. A questão que a gente queria colocar era em qual nível que esse negócio pode chegar, a partir do qual começa a incomodar demais e isso poderia reabrir uma discussão de reajuste de preço pra baixo de modo a calibrar esse prêmio e ele não... enfim, não estimular uma posição tão delicada no ponto de vista volumétrico. Essa é a nossa primeira pergunta. A segunda, talvez pro Diretor Jorge, tem a ver com a questão do *impeachment* que vocês reportaram agora pro COMPERJ. Vocês já tinham feito uma baixa grande em 2014, fizeram uma segunda no final de 2015 de 5 bi e trezentos e o fato... Um dos fatos geradores dessa baixa do final de 2015, sobretudo, além de outras de aumento custo de capital etc, tinha uma preponderante que era a postergação material do projeto para 2023. Dado que essa postergação já tinha acontecido e a gente não esperaria nesse momento, vocês fazerem uma grande revisão de margens, de premissas de longo prazo de refino... A gente achou bastante inesperada uma baixa nova nesse projeto. Queria tentar confirmar primeiro com vocês o entendimento de que o fato gerador dessa baixa está ligado a uma reavaliação dos custos da OP-GN que eventualmente influenciam diretamente o custo ou indiretamente o custo do CAPEX a fazer da refinaria e, portanto isso teria levado o projeto a ficar com VPL zero ou negativo. Se essa leitura procede e se ela proceder, se isso significa que a Petrobras não vendo valor residual no projeto, quer dizer, a questão que fica é como é que vocês pretendem ou que modelo de negócios vocês pretendem usar pra tentar atrair sócio privado dado que, enfim, o projeto tem uma rentabilidade negativa ou perto de zero se esse for o caso mesmo. E uma terceira se puder ainda, pra Diretora Solange, se ela pudesse detalhar um pouquinho como é que está o andamento dos replicantes e demais plataformas para 2017. Muito obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado, Ivan falando. As duas primeiras perguntas endereçar ao diretor Jorge e a terceira a diretor Roberto Moro. Tá?

**Sr. Jorge Celestino:**

Boa tarde, André. Com relação ao *payoff* do *market share* versus rentabilidade com impactos no fator de utilização das refinarias, te diria que a gente tem analisado de forma bastante frequente esses números e as nossas projeções não tem nos trazido preocupações. Então estamos bastante confortáveis com níveis de operação, com a rentabilidade da operação integrada da Petrobras, conseguimos trazer uma rentabilidade e monetizar da melhor forma o petróleo nacional. Temos aumentado bastante a participação do petróleo nacional no nosso elenco de petróleo então te diria que no horizonte do nosso planejamento isso não tem nos incomodado. A gente tá bastante confortável com essa operação.

**André Natal - Credit Suisse:**

Só uma duvidazinha rápida. Só pra entender um pouco qual é a cabeça de vocês, qual é o critério exatamente que vocês olham na hora de fazer esse julgamento? Estão olhando pra um nível de processamento que tá confortável, imagino que se cair pra 50% não é factível. Então... Exatamente que variáveis estão olhando pra tomar essa decisão? Muito obrigado.

**Sr. Jorge Celestino:**

Na realidade, André, o nosso modelo é um modelo que traz a melhor rentabilidade para a Companhia. Sempre. A Petrobras é uma empresa integrada, e como empresa integrada ela busca integrar seu mercado, com seus ativos e com sua produção de petróleo. Isso tem que fazer o melhor sentido econômico pra Companhia e seus acionistas. Então a gente não tem nenhuma meta física. Vou ter que usar fator de utilização 50. Se ele der uma rentabilidade no negócio melhor que o 60, é isso que a gente vai fazer. Então o modelo de negócios visa a melhor rentabilidade para a Companhia como empresa integrada de petróleo. Esse é o modelo que a gente tem rodado.

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

Com relação a *impairment* do Comperj, o que a gente tá fazendo é o seguinte. A nossa leitura, a nossa leitura e as nossas previsões mostram que a gente... Muda a demanda no longo prazo e muda um pouco também as margens no longo prazo. Pelas nossas previsões e pela... O nosso portfólio de projetos mostram que a gente precisaria postergar o... A realização desse empreendimento. E dessa forma a gente baixou... A gente fez *impairment* nesse ativo. Mas continuamos buscando parceiros que existem oportunidades e esse projeto pode fazer sentido pra algum parceiro querer realizar esse empreendimento. Então continuamos buscando parceiro.

>> André, Moro que está falando. Replicando sobre cessão onerosa. Desde o ano passado a gente vem trabalhando na melhoria do plano de execução desses projetos, nós tínhamos um cenário muito ruim no começo do ano 2015 e progressivamente a gente trabalhou nessa melhoria desse plano de execução seja pela mudança de fornecedores, seja por ajustes contratuais, ou seja, mesmo até pela reconstrução. E nós estamos colhendo aí bons frutos, temos casos que nós tínhamos contratações que estavam... Contratos que estavam totalmente... Não performados, a gente recontratou, já estamos recebendo equipamentos nesses novos contratos recontratados e temos conseguido passar progressivamente de fase os projetos, da fase de construção para a fase de integração... Dentro do cronograma que nós temos esperado e aí dentro da... Da temática que nós temos pra gerenciar esses projetos.

>> Muito obrigado, pessoal.

**Sr. Jorge Celestino:**

Obrigado, André.

**Operadora:**

O Sr. Felipe Correia, do Bradesco, gostaria de fazer uma pergunta.

**Felipe Correia – Bradesco:**

Boa tarde a todos. Na maioria dos temas que foram discutidos, eu gostaria de entrar aqui na questão da BR Distribuidora. Agora com essa decisão da Eletrobrás de não renovar a concessão das distribuidoras do norte do país, vocês veem como um empecilho para o andamento da aprovação do desinvestimento com co-partners. E também se isso poderia implicar um aumento nos recebíveis que vocês têm com eles; uma vez que o pagamento, ele tem mudado ao longo do tempo, agora ele tá saindo só com o pagamento em campo ...então a pergunta mais no sentido de como vocês estão enxergando essa mudança em cima de um desinvestimento de vocês. Obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Felipe, a gente teve um pouco de dificuldade aqui pra entender exatamente o teor da sua pergunta, mas vou tentar responder da melhor forma. Qualquer obrigação assumida, que foi assumida no passado, independentemente de quem será o novo controlador da Companhia, ela tem que ser honrada. Os nossos contratos preveem que, toda vez que ocorre mudança de controle societário, a Petrobras tem que ser previamente consultada para satisfação dessa mudança. Então, e eventualmente quando ela não é, é um fator de aceleração de dívida. Então, qualquer alteração que for executada, que implique em mudança de controle, a Companhia tem que ser previamente contactada e caso isso não ocorra, o que a gente não acredita, poderia ser um evento de aceleração daquela dívida. Lembrando que essa dívida é composta de dois componentes: uma componente já foi contratada, tem contrato de concessão de dívida que vem sendo honrado; e tem uma componente de fornecimento corrente, que tem enfrentado sucessivos atrasos no seu pagamento.

**Felipe Correia – Bradesco:**

Está certo. É nessa linha mesmo. Obrigado.

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado a você, Felipe.

**Operadora:**

O Sr. Felipe Santos do JP Morgan gostaria de fazer uma pergunta.

**Felipe Santos – JP Morgan:**

Boa tarde a todos. Minha pergunta é pra Solange. Solange, existe alguma limitação que vocês estão trabalhando na produtividade por poço no pré-sal? Existe algum máximo que vocês pensam que pode chegar e qual o limite ideal que vocês estão trabalhando com essa produtividade?

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado, Felipe.

**Sra. Solange Guedes:**

Felipe, boa tarde. Produtividade de um poço ele fala com dois aspectos. Ele fala com o próprio reservatório, de onde sai essa produção, se ele tem capacidade, se ele tem volume e capacidade de ser escoado numa velocidade muito alta; e a segunda passa com a engenharia do poço. Você tem que engenheirar um poço, projetar um poço, que são verdadeiras obras complexas de engenharia, para que ele possa fazer isso. Então, eu diria que nós atingimos até agora uma capacidade de conciliar engenharia com nosso melhor reservatório, com uma projeção de que eventualmente a gente possa chegar até 50 mil barris por poço. Mas obviamente em situações bastante especiais, onde nós possamos conciliar alta produtividade e materiais e diâmetros e instalações que possam resistir às condições ambientais e promover esse escoamento com essa velocidade.

**Felipe Santos – JP Morgan:**

Perfeito. Nesse sentido de chegar até 50, não seria o padrão ou a média que você deveria adotar, certo? E com isso se você chegar num patamar tão alto, dado que hoje já é um patamar muito alto, ainda entre 25 e 35 mil barris por dia, por poço, chegar a um patamar tão alto de 50, vocês já estão trabalhando com a hipótese de ter plataformas maiores do que o que a gente estava... O que a gente tem hoje em dia?

**Sra. Solange Guedes:**

Felipe, eu só queria ressaltar aqui que essa afirmação que eu fiz ela está ligada essencialmente à capacidade de produzir de um reservatório. Então, se nós fizermos uma... Mesmo com aquela mesma engenharia no reservatório, por exemplo, do pós sal da bacia de Campos, nós não teremos esse resultado. Então, de novo, reforço muito que essas oportunidades elas não são encontradas em qualquer lugar e, mesmo no pré-sal, ela varia muito de caso para caso. Foi até por isso que eu respondi antes a questão do número de poços a serem topados. Mas, apenas em áreas excepcionais, eu não diria que a gente trabalharia com unidades maiores. Eu diria que a gente trabalharia com unidades com menos poços. Talvez isso seja mais rentável. É uma questão de custo/benefício, mas uma análise que deve ser feita. Eu diria que nós trabalharíamos com menos poços e fazer vários sistemas de médio porte, trabalhando de uma forma muito rápida para coloca-los em produção. Mas isso nós estamos todos aqui conscientes que estamos falando em hipóteses.

**Felipe Santos – JP Morgan:**

Perfeito. Obrigado.



**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado, Felipe.

**Operadora:**

A Sra. Lilyanna Yang do HSBC gostaria de fazer uma pergunta.

**Lilyanna Yang – HSBC:**

Obrigada pela oportunidade. Eu tenho algumas perguntas. Uma delas, a primeira é sobre plano de negócio e a cessão onerosa. A pergunta é se não faz sentido rever esse plano de produção dos barris que têm esse regime de cessão onerosa, porque, pelo que eu entendi, a Petrobras provavelmente não vai saber ainda o preço final da compra desses barris antes que, por exemplo, Búzios já comece a contribuir significativamente com o fluxo de caixa. Pelo plano até então vigente, têm três plataformas de produção, com cessão onerosa previstas para entrar em operação ano que vem. Essa é uma pergunta. A segunda pergunta é em relação ao conteúdo local, se vocês podem quantificar os avisos de multas por não cumprimento da ANP e quais planos de desenvolvimento já foram ou ainda não foram auditados; ou se puder dar uma cor sobre o processo de auditoria e interpretação sobre o que que é *compliant* e o que que não é, em relação às regras de conteúdo local e em que medida vocês conseguem ou não ter *waiver* para não ter a penalidade.

Se eu puder, a terceira pergunta é sobre venda de ativos. Vocês tiveram essa venda anunciada de Carcará, 2.5 bilhões de dólares, e não acho que estava, vocês podem me confirmar, no seu plano original de *target* de 15 bilhões de dólares. Então, queria ver como é que fica a perspectiva da venda de ativos para vocês, depois desse anúncio de Carcará. Em termos de atingir a meta ou exceder a meta, entendo que atraso de alguns meses para os investidores não faria muita diferença. A intenção é mais... A ideia é mais de olhar a cabeça de vocês para *target* venda de ativos. Obrigada.

**Sra. Solange Guedes:**

Boa tarde, Lilyanna. É uma... A questão da cessão onerosa, que você colocou primeiro, ela é uma questão que são... Digamos assim, análise... nós estamos ainda num processo muito preliminar das discussões. Você faz uma avaliação bastante complexa de possibilidades, nós não temos nenhum posicionamento pra compartilhar com vocês nesse momento. Em relação a conteúdo local, o que a Companhia tem para compartilhar com vocês é que, ao longo de todos os processos, temos auditorias que já foram feitas para blocos exploratórios dos anos de 2005, 2007, e nós... Todos os *waivers* protocolados pela Petrobras na Agência Nacional de Petróleo foram feitas para todos os casos; nós não tivemos ainda manifestação em relação a eles.

E, por fim, em relação ao plano de desinvestimento, você mencionou particularmente Carcará, nós...ele estava, sim, e sempre esteve, no nosso plano. Não houve essa divulgação, mas ele entrou no nosso plano de desinvestimento ainda no ano de 2015. Nós estamos trabalhando com este ativo neste processo já há algum tempo, existem vários projetos que estão sendo trabalhados, e ele fez parte e tivemos sucesso aí nesse desinvestimento, mas ele fez parte e faz parte da nossa meta anunciada pelo Diretor Financeiro.

**Lilyanna Yang – HSBC:**

Perfeito, só pra clarificar, então, sobre os barris da cessão onerosa, então, se eu olhar do ponto de vista isolado de operação e custo associado só a cessão onerosa, sem levar em consideração que o preço em si final pode ser mudado, tem flexibilidade na entrada de operação de Búzios, em si?

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

**Sra. Solange Guedes:**

Lilyanna, essas discussões, elas estão sendo iniciadas, são muito preliminares, estamos usando apenas os aspectos contratuais para endereçar essa discussão. Nós não temos nada mais para compartilhar além disso.

**Lilyanna Yang – HSBC:**

Está ótimo. Obrigada.

**Operadora:**

O Sr. Pedro Medeiros do Citi Group gostaria de fazer uma pergunta.

**Pedro Medeiros – Citi Group:**

Obrigado. Bom dia a todos. Parabéns pelos resultados. Eu tenho algumas perguntas também. A primeira delas é sobre o resultado do segundo tri e fazendo comparação gradual nos últimos trimestres com preço de realização do petróleo nacional na área de E&P. Queria saber se vocês podiam comentar um pouco, a gente viu uma melhoria grande na diferença desse preço de realização do petróleo nacional, se isso uma questão conjuntural, dada a volatilidade do preço do petróleo, ou se isso pode ser uma questão mais estrutural e a gente enxergar preços... Diferenças de preços na *Spread* de preços de realização semelhante dado a interação com o petróleo nacional, o nível de utilização do petróleo nacional nas refinarias do país, ou seja, pelo incremento da qualidade média do óleo com aumento de participação do petróleo do pré-sal. Essa é a primeira pergunta. A segunda pergunta é se Ivan, você pode comentar um pouco mais sobre o estágio e quais têm sido as restrições para conclusão da negociação com os bancos chineses para liberação do acordo de crédito anunciado anteriormente que envolveria 10 bilhões de dólares em saldo potencial.

E a minha terceira pergunta é se... Solange, você pode tecer um pouco mais de comentários sobre a possibilidade da gente ver venda de ativos na área de *Upstream* nacional que possam ser equivalentes, em ordem de grandeza, com a venda do campo de Carcará. E um último detalhe na parte do Carcará, eu sei que vocês têm uma restrição no que podem falar, mas eu gostaria só de entender se esse *range* de preço de 1.5 bilhões de dólares a 2.5 bilhões de dólares, que foi anunciado no Press Release, ele é um *range* binário, dependendo de contingências, ou pode ser que a transação seja concluída em um valor intermediário? Obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Pedro, obrigado. Eu passo a sua primeira pergunta ao diretor Jorge Celestino, comento depois com relação aos bancos chineses e passo a palavra à Diretora Solange com relação a Carcará.

**Sr. Jorge Celestino:**

Bem, com relação ao preço de realização do petróleo, a influência é basicamente o Brent. O Brent no terceiro trimestre, no segundo trimestre esteve bem mais alto do que no primeiro trimestre. Lembrar as médias: 31 em janeiro, 33 em fevereiro, 39 em março, 42 em abril, 47 em junho e em maio e 48 em junho. Ou seja, tem uma diferença basicamente do Brent.

**Pedro Medeiros – Citi Group:**

Jorge, só para... Evoluir nesse ponto, é porque a pergunta é muito mais direcionada na diferença contra o preço do Brent, porque em 2013, 2014 e 2015, a média foi bastante estável em 11 dólares de diferença para o preço de realização... E tanto no primeiro tri quanto no segundo tri, ela ficou entre cinco e sete dólares. Então, só queria entender se isso é um patamar novo ou se é algo conjuntural desse primeiro semestre.

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

**Sr. Jorge Celestino:**

Olha só, tem um efeito elenco, sim. Na hora que você coloca óleos mais leves no elenco, na hora que você usa óleos mais leves no elenco e aqui no Brasil também, dado que a gente aumentou a participação do petróleo nacional e esse petróleo nacional que foi para as refinarias é um petróleo mais leve, acaba tendo algum impacto também no *spread*.

**Pedro Medeiros – Citi Group:**

Perfeito. Então, provavelmente, a gente verá spreads mais baixos do que a média dos últimos três anos ao olhar para frente.

**Sr. Jorge Celestino:**

Não... não...vai depender muito do elenco processado nas refinarias e o elenco depende do mercado e depende também do Brent. É isso.

**Pedro Medeiros – Citi Group:**

Está ótimo. Perfeito. Obrigado, entendi.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Pedro, com relação à negociação, nós temos três discussões atualmente com bancos chineses. Um, como você já me lembrou.. Como você mencionou do China Development Bank, no valor de dez bilhões de dólares. Fizemos uma operação com a ICBC Leasing de um bilhão de dólares e discutimos uma operação adicional de mais um bilhão de dólares e temos discussões com o China Exim numa linha que pode alcançar até dois bilhões de dólares também. Todas essas negociações estão sendo conduzidas de forma adequada, a discussão com o China Development Bank, ela enfrenta um desafio porque nós temos dois contratos em vigor: um contrato de dez bilhões de dólares, realizado em 2009, e um contrato de cinco bilhões de dólares, realizado em 2015. O contrato de 2016 prevê um volume de exportação e a discussão que a gente tem tido com o China Development Bank é exatamente sobre como vai se cumprir e como que... Ou como nós vamos criar as condições necessárias para que o volume de exportação, ou volume comercializado, alcance o que a gente espera nessa negociação. Lembrando que o formato é que nós oferecemos, nós captamos a informação do preço do óleo no mercado, oferecemos esse óleo às três empresas e uma empresa em especial lidera o consórcio chinês. Caso ela aceite aquela proposta, a gente oferece o óleo a ela, porque o óleo que a gente precificou no mercado. Caso ela não queira, a gente vende pelo preço de mercado. A gente está negociando bastante esse modelo em si para que ocorra uma performance melhor do que ocorreu em especial no contrato de 2009. É por isso que a gente ainda não chegou a um entendimento. Agora os outros dois bancos, um já teve desembolso e o outro a gente está trabalhando para que ocorra o desembolso ainda no segundo semestre. Com relação a Carcará, eu passo agora a palavra à diretora Solange.

**Sra. Solange Guedes:**

Boa tarde, Pedro. Nossa avaliação em relação a Carcará e, eventualmente, outros ativos do mesmo porte, eu só reforço algo que nós temos compartilhado muito que estes desinvestimentos, notadamente na área de *Downstream*, desculpa, na área de *Upstream*, eles são essencialmente frutos de uma avaliação bastante qualificada do nosso portfólio e, uma vez que nós encontramos ali, no nosso portfólio, uma oportunidade de melhorar os resultados da Companhia, através de uma otimização do mesmo, olhando para o fluxo de caixa... melhoria do fluxo de caixa da Companhia, nós selecionamos, então, esse ativo desinvestimento. Podem aparecer oportunidades grandes, pequenas, nós não olhamos sobre esse aspecto. Nós olhamos sobre o aspecto de melhoria do nosso portfólio de uma forma em geral. Em relação ao que você chama de *range* de 1.5 a 2.5 bilhões para venda particularmente de Carcará, as parcelas estão associadas a eventos. Não há possibilidade a venda... A venda foi realizada, a venda tem um valor, o que se é condicionado são

**Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2016**  
**Transcrição da Teleconferência / Webcast**  
**12 de agosto de 2016**

parcelas associadas a eventos que ainda irão ocorrer e que nós não temos uma data precisa para a realização dos mesmos.

**Pedro Medeiros – Citi Group:**

Perfeito. Está ótimo. Obrigado.

**Sr. Ivan Monteiro:**

Obrigado a você, Pedro.

**Operadora:**

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

**Sr. Ivan Monteiro:**

Bom, agradeço a participação de todos, franqueio o acesso à área de RI da Petrobras para eventuais dúvidas e sugestões e perguntas adicionais. Muito obrigado.

**Operadora:**

Obrigada.

Senhoras e senhores o áudio dessa teleconferência para replay e apresentação de slides serão disponíveis no site de investidores da Companhia no endereço [www.petrobras.com.br/RI](http://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.