

**Local Conference Call
Petrobras
Resultados do Quarto Trimestre de 2017
15 de março de 2018**

Transcrição Petrobras Português

Data: 15-03-2018

Boa tarde senhoras e senhores. Sejam bem-vindos ao webcast, teleconferência da Petrobras com analistas e investidores, para apresentação de informações referentes aos resultados do ano de 2017. 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 asterisco zero.

Estão presentes hoje conosco:

- **O Sr. Ivan de Souza Monteiro, Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores;**
 - **A Sra. Solange da Silva Guedes, Diretora de Exploração e Produção;**
 - **O Sr. Jorge Celestino Ramos, Diretor de Refino e Gás Natural;**
 - **O Sr. Nelson Luiz Costa Silva, Diretor de Estratégia, Organização e Sistema de Gestão;**
 - **O Sr Hugo Repsold Junior, diretor de desenvolvimento da produção e tecnologia;**
 - **O Sr Eberaldo de Almeida, diretor de assuntos corporativos;**
- e demais executivos da companhia.**

Lembramos que esta reunião está sendo gravada e solicitamos especial atenção ao slide de número dois, que contém um aviso aos acionistas e investidores. As palavras “acredita”, “espera” e similares, relativas às projeções e metas, constituem-se em meras provisões, 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 ano de 2017. Posteriormente, serão respondidas as perguntas dos participantes. Por favor, senhora Isabela, a senhora pode prosseguir.

Isabela: Boa tarde a todos, agradeço a atenção. Vamos começar a apresentação do nosso resultado anual através de uma agenda que passa pelas principais entregas, vamos falar um pouco do nosso relato integrado, os destaques do resultado, algumas perspectivas para esse ano de 2018 e alguns destaques operacionais.

Começando pelas entregas, as métricas de topo que é a taxa de acidentados registrados, conseguimos reduzir a taxa bastante em relação a 2015, atingimos o valor de 1,08. Então essa métrica de segurança foi integralmente cumprida, lembrando que o planejado era atingir 1,4 até o final de 2018, então nós já conseguimos um grande avanço nessa métrica e continuaremos nessa trajetória.

A nossa nova métrica passa a ser no valor de um ao final de 2018. A segunda métrica de topo que é dívida líquida/Ebitda, nós mostramos aqui uma trajetória em que ela fica constante ao longo do ano de 2017 e no quarto trimestre ela aumenta 3,67 em função do acordo da class action. E nós aqui destacamos que sem o efeito desse acordo, nós continuaríamos em linha e teríamos atingido 3,2. Importante destacar que o acordo da class action foi considerado importante para eliminar as incertezas e possibilitar o aumento da perecibilidade dos nossos resultados daqui para a frente, então nós destacamos aqui no slide o efeito específico da class action.

Indo para o próximo slide, a gente fala sobre as principais entregas de uma maneira geral, além das métricas do topo e começamos pelo anúncio que fizemos essa manhã, de estudos que o nosso conselho de administração determinou, no sentido de possibilitar pagamentos trimestrais aos acionistas, seja na forma de dividendos ou juros ao capital próprio. E esses estudos, após a aprovação pelo conselho e pela assembleia, se refletiriam em alteração no estatuto social e na nossa política de dividendos. Essa intenção e essa aprovação de estudo do conselho vem justamente de uma expectativa de maior credibilidade dos nossos resultados ao termos eliminado essa grande certeza que era class action, através do acordo como já comentado. O nosso resultado líquido então um prejuízo de 446 milhões no passado, mas de novo, excluindo esse acordo teríamos atingido um lucro de mais de sete bilhões de reais no ano. Em termos de produção, nós tivemos um recorde de produção no Brasil pelo quarto ano consecutivo e 2017 foi o terceiro ano em que atingimos a meta de

produção, também uma meta integralmente atingida. Em termos de custos operacionais, nós reduzimos em 10% os custos operacionais gerenciados, importante destacar que nós já vínhamos reduzindo desde 2015, reduzimos 6% e agora mais 10% em relação ao ano passado.

Em termos de fluxo de caixa livre, ele foi positivo pelo décimo primeiro trimestre consecutivo, então nós temos um fluxo de caixa livre positivo, sistematicamente, desde 2015. E atingimos 44 bilhões de reais, 6% superior ao ano anterior. Nosso programa de parcerias e desinvestimentos, nós tivemos 6,4 bilhões de dólares de entrada de caixa no ano passado, provenientes desse programa.

Em relação a controles internos também, é importante que nós conseguimos eliminar através das melhorias, todas as iniciativas em relação à governança e conformidade na empresa, nós eliminamos as quatro fraquezas materiais que nós apresentamos ano passado, tínhamos apresentado em 2016 e conseguimos também eliminar todas as deficiências significativas do controle.

Essa é uma grande evidência também do avanço que temos feito. E por fim o relato integrado, que é o primeiro relato do Petrobras e ele substitui o relatório de administração e traz também sustentabilidade junto, ele é uma forma diferenciada de falar sobre a empresa, uma forma integrada, integrando todas as informações sobre empresa com as informações sobre sustentabilidade e as demonstrações financeiras. O objetivo aqui foi aprimorar a qualidade da informação disponibilizada aos nossos investidores e demais públicos de interesse.

O próximo slide a gente traz os melhores momentos desse relato integrado. A materialidade, a gente traz 22 temas que a empresa considera materiais e nós aprofundamos então esses 22 temas, de uma forma concisa, mas de uma forma totalmente conectada. São itens que afetam o resultado da empresa, são itens considerados materiais. E do lado direito nós temos o nosso modelo de negócio, que mostra como a empresa gera valor através dos seus capitais, dos seus insumos, dos seus produtos, dos seus impactos e como distribui esse valor aos públicos de interesse, sendo o estado; a sociedade; os empregados e os investidores. Então convido a todos a lerem esse documento que já está

disponível no nosso site em português e em breve teremos a versão em inglês disponibilizada também. Iniciando então os resultados em si, nós vimos ano passado uma valorização do Brent, valorizou 24% em relação a 2016, atingiu um valor médio de 54 dólares por barril e isso foi muito importante – a gente vai ver mais à frente – para os resultados, em função do nosso aumento das exportações de petróleo. Em termos de câmbio, nós tivemos uma apreciação em real ao longo do ano, um câmbio médio de 3,19 reais por dólar.

No sumário dos nossos resultados, no slide oito, então já comentei os 446 milhões negativos de resultado que apresentamos, o impacto do acordo da class action teria sido de sete bilhões esse lucro. O Ebitda ajustado foi de 76,6 bilhões de reais e teria sido, sem o acordo da class action, de 87,8 bilhões, bastante em linha com o ano anterior. Fluxo de caixa livre mais uma vez, de 44 bilhões de reais. A seguir a gente mostra os principais itens não recorrentes, que foram os responsáveis pelo resultado negativo de 446 milhões, e esses itens foram importantes para reduzir a percepção de risco da companhia.

O primeiro deles foi o acordo que eu já comentei, para a class action, através desse acordo nós vamos pagar 9,4 bilhões de reais mais impostos, totalizando 11,2 bilhões; esse pagamento será feito em três parcelas ao longo do ano. A companhia também considerou importante aproveitar os programas de regularização de débitos federais, para encerrar discussões que montavam o valor de 47 bilhões de reais, então a companhia está pagando 10,4 bilhões de reais para encerrar essas discussões de 47, sendo 38 bilhões já materializados e no nosso balanço, e nove bilhões que ainda estavam a materializar. Então esses dois foram os principais efeitos não recorrentes, responsáveis pelo nosso resultado, pela última linha.

A seguir vamos para o lucro operacional, em termos de lucro operacional a gente teve um grande aumento no ano, atingimos 35,6 bilhões de reais. Isso basicamente devido ao menor impairment dos ativos, a gente 16,3 bilhões de reais a menos de impairment em relação a 2016, mas tivemos também importante redução de custos, menores gastos de pessoal, baixa de poços secos e menor ociosidade de equipamentos, e as nossas maiores exportações de petróleo com os preços mais elevados. Então esses foram os itens

fundamentais, que explicam o lucro operacional, além de outros. Aumento de 108% no lucro operacional e um lucro operacional que passa a superar o resultado financeiro, a gente teve despesas financeiras líquidas de 31,6 bilhões em 2017, que foram impactadas também pelos programas de regularização e por variações cambiais, pela depreciação do dólar, sobre a exposição passiva em libra e em euro.

A seguir mostramos o Ebitda ajustado, então os 76,6 bilhões que atingimos em 2017, e teria sido 87,8 bilhões sem o acordo da *class action*. À direita a gente vê a distribuição entre o segmento de exploração e produção e *downstream* e nós tivemos um aumento das importações a preços mais elevados, que compensaram integralmente a queda das margens e do volume de vendas de diesel e gasolina no mercado interno. Então nós observamos no ano passado um aumento do preço do *Brent* e uma manutenção, em média, ficou em linha, o preço médio de realização dos derivados. Isso significa que a margem no *downstream* reduziu, isso explica o menor Ebitda no *downstream* e por consequência, uma maior exportação de petróleo a preços mais elevados, que explica o aumento do resultado do exploração e produção. Além desses itens nós tivemos menores despesas, como eu já falei, com baixa de poços e ociosidade de equipamentos, menores despesas de venda. Não está aqui, mas vale comentar que no segmento de Gás e Energia houve também o aumento das vendas de gás com o preço maior, o gás nacional produzido aumentou seu volume e foi capaz de atender o aumento de demanda. E tivemos também uma maior geração elétrica com maior preço de venda. Seguindo, mostramos o fluxo de caixa livre positivo, atingimos 44,1 bilhões de reais, um aumento de 6% em relação ao ano anterior, sendo mais do que suficiente para cobrir as despesas de juros. Nós podemos observar uma redução de despesas de juros em 3,3 bilhões de reais e isso é em função da redução da nossa dívida, que vamos ver mais à frente.

Em termos de capex aplicado, nós dispendemos 13,3 bilhões de dólares no ano passado, em 2017, sendo 84% desses investimentos concentrados no E&P. Nós sabemos que esse valor é menor do que o valor que tínhamos planejado inicialmente e divulgado, e aqui a gente traz os motivos principais pelos quais foi menor esse valor. Apontamos ganho de eficiência em paradas programadas e na construção de poços, continuamos na curva de aprendizagem e

na melhoria dos resultados em construção de poços. Houve também um replanejamento de investimentos em poços e plataformas, sem impacto na produção projetada, e esse valor de capex já inclui o pagamento do Bônus de Assinatura das áreas que adquirimos, de 2,9 bilhões de reais relativos a essas áreas.

Em seguida nós mostramos a evolução dos custos operacionais, também uma redução importante de 10% de gastos operacionais gerenciáveis. As despesas com vendas, houve um aumento de 5% em função do pagamento da tarifa da NTS após o desinvestimento nessa empresa. As Despesas Gerais e Administrativas, uma redução de 19% em relação a 2016 e muito em função da redução do número de empregados, atingimos 62 mil e 700 no final do ano passado. Isso é o resultado dos Programas de Incentivo ao Desligamento Voluntário que fizemos em 2014 e 2016, que resultou em mais de 18 mil empregados desligados da Petrobras e da BR Distribuidora. Aqui é a trajetória da redução de endividamento, no slide 15 e nós mostramos a nossa redução constante da dívida, atingindo uma dívida líquida de 84,9 bilhões de dólares no final do ano passado, e nós estamos na trajetória para chegar a 77 bilhões, como anunciamos, agora ao final de 2018. É importante dizer também que o prazo médio dos financiamentos tem se alongado, aumentou de 7,6 para 8,6 com o custo sob controle, uma pequena redução na taxa média de financiamentos e uma redução na alavancagem.

A seguir nós mostramos a nossa exposição da dívida às instituições públicas e o que mostramos aqui é uma queda dessa exposição, aqui trazemos o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico; o Banco do Brasil; a Caixa Econômica Federal. E nós fizemos amortizações ano passado, que superaram muitas captações e isso ajudou a alterar o perfil da nossa dívida, então hoje nós temos uma exposição de 51% no mercado de capitais e de 39% no mercado bancário. Isso ilustra a redução em relação a esses três bancos, as instituições públicas.

A seguir a gestão da dívida, a gestão ativa da dívida que temos feito, resultou nesse novo perfil de amortizações, temos agora o pico só em 2022, um valor de 2,6 bilhões de dólares vencendo agora nesse ano de 2018 e a posição de caixa atual é suficiente, no final do ano passado, é suficiente para cobrir os próximos quatro anos sem ter que acessar o mercado

de capitais. Não que isso não vá acontecer, mas estamos numa posição muito mais confortável em termos de posição de caixa e de liquidez. Vale destacar também essa linha de crédito compromissada, no valor de 4,35 bilhões de dólares, que foi a maior *facility* já contratada no Brasil e nós devemos usá-la para pré-pagamento ou recompra de títulos.

E nosso Programa de Parcerias e de Desinvestimentos que continua em curso, mostramos aqui o perfil de entrada de caixa, nós já recebemos 11,5 bilhões de dólares das vendas feitas desde 2015, basicamente englobando a NTS, a distribuição no Chile, o IPO da BR, a venda da Guarani e os ativos que fazem parte da nossa parceria estratégica com a Total. E temos diversos processos competitivos em andamento que estão destacados aqui, que são definidos obedecendo o nosso Plano Estratégico e pela gestão de portfólio que é feita na empresa. Vale destacar as parcerias estratégicas realizadas com as grandes empresas parceiras do setor.

Para 2018 a companhia espera uma melhoria na geração operacional, faremos uma produção de 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia, total Brasil e exterior, esperamos um aumento das vendas de diesel e gasolina, vamos ver a frente como está o comportamento de *market share* e o esforço contínuo de redução de custos. A realização das parcerias e desinvestimentos, estamos reafirmando que vamos cumprir a meta de 21 bilhões de desinvestimentos anunciada, observamos o maior interesse do mercado também pelos ativos da Petrobras nesses desinvestimentos. E aliado à redução da dívida, como eu já comentei, esses fatores levarão a uma melhoria do resultado e, quiçá à distribuição de dividendos, como já comentei, essa é a intenção de uma nova política de dividendos e talvez uma distribuição trimestral, se tudo for aprovado.

Nossas projeções para o ano de 2018, a melhor estimativa que nós temos hoje, assumindo um *brent* médio de 65 dólares por barril, esperamos então a geração operacional em torno de 30 bilhões de dólares, o desinvestimento em termos de entrada de caixa nesse ano de 11 bilhões e investimentos de 17 bilhões, pagamento de juros de 6 bilhões de dólares e uma amortização de principal, como já vimos, 2,6 bilhões de dólares. Então, essas são as nossas melhores estimativas para o ano de 2018.

Em relação a destaques operacionais, destacamos a reposição de reservas, a informação importante é que a nossa produção foi superada pela incorporação de áreas no pré-sal, pela gestão de reservatórios através da injeção de água, então nós conseguimos repor integralmente a produção do ano, também pelo maior preço do petróleo. E chegamos ao final do ano com reserva de 9,75 bilhões de barris de óleo equivalente, pelo critério SEC, numa relação de reservas por produção de 10,6 anos e um Índice de Reposição de Reservas de 109%. Nos BIDs, nos leilões, nos recentes leilões, no Brasil nós adquirimos de forma seletiva, novas áreas através de parcerias com grandes empresas, adquirimos dez novos blocos exploratórios, com investimento de 2,9 bilhões de reais e já manifestamos interesse em três áreas da quarta rodada de partilha, que deve acontecer esse ano, que são as áreas de Dois Irmãos, Três Marias e Uirapuru. Nesse ano, nós já iniciamos as atividades físicas dos blocos adquiridos e já aumentamos a nossa área exploratória em 17%. À direita nós apontamos que áreas estão sob concessão e sob regime de partilha, que já foram licitadas e ainda a licitar.

O próximo slide, destacamos a produção, o recorde de produção no Brasil então, pelo quarto ano consecutivo, fizemos 2,15 milhões de barris por dia. A produção de gás recorde no Brasil, em função do aumento da produção do pré-sal, que tem mais gás na sua composição, então produzimos 79,6 milhões de metros cúbicos por dia de gás, com recorde de aproveitamento de gás de 96,5%. Em termos de previsibilidade então, nós atingimos a meta pelo terceiro ano consecutivo, e olhando a produção total da Petrobras, considerando Brasil e exterior, estamos em linha com o ano anterior, atingindo 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

A seguir um destaque no E&P, no custo de extração e nos gastos operacionais, que reduziram em 6% no segmento de E&P, e o custo de extração no Brasil e no exterior, que atingiu 11 dólares por barril, excluindo o efeito câmbio, esse custo de extração, o *lifting cost*, ficaria em 10,4 em linha com o ano anterior. Se nós considerarmos apenas o custo de exploração no Brasil, o valor em vez de 11 seria 11,27. Um pouco acima do ano anterior.

Destacamos aqui os nossos principais projetos no pré-sal, a área de Lula e Cernambi com as duas novas plataformas que devem entrar em operação esse ano, completam o

desenvolvimento da produção desse campo, totalizando nove plataformas nessa área. Na área de Búzios, que é área de cessão onerosa, nós teremos o primeiro óleo nesse ano por meio da P74 que já está na locação. Para o desenvolvimento dessa área nós planejamos cinco plataformas. E em Mero, que é a primeira área sob regime de partilha, nós teremos a nossa primeira unidade que deve entrar em operação em 2021, e prevemos quatro unidades nessa área de Mero, que é essa área azul onde já declaramos comercialidade, da área de Libra que é composta por toda essa área verde assinalada na figura, essa área de Libra permanece em estágio exploratório. Em termos de redução de risco para entrada dos sistemas de produção, já comentamos que a P74 já está na locação para iniciar a operação de Búzios. O FPSO Campo dos Goitacazes, no campo de Tartaruga Verde e Mestiça, já está preparando para atividade de pré-ancoragem. As demais unidades com início de produção prevista para 2018 estão em avanço nas atividades. Elas se encontram com um percentual de realização bastante alto. Já foram contratados os FPSOs das unidades de produção de Mero, como comentado de Sépia, que também é uma área na cessão onerosa, que tem produção prevista para 2021. E já iniciamos o processo de contratação de cinco novos sistemas, o integrado Parque das Baleias, o segundo sistema de Mero, Búzios 5, que seria a quinta plataforma na área de Búzios e um projeto de revitalização de Marlim, que prevê duas novas plataformas. A seguir vamos ao volume de vendas de derivados que caiu no Brasil, caiu 6% em relação a 2016, por consequência a produção de derivados também. Aqui é importante destacar que o objetivo tem sido a maximização do resultado da companhia, não exatamente e especificamente do segmento de downstream, e as opções são importações, processamento e exportações. A decisão econômica buscando o melhor para a companhia, como já comentado anteriormente, houve essa redução de vendas de diesel e de gasolina no mercado interno, mas houve, em contrapartida, um aumento da exportação de petróleo, que compensou essa queda. Vale destacar aqui que o óleo nacional tem sido mais valorizado, desconto em relação ao Brent tem diminuído e o percentual da carga processada tem tido mais participação do óleo nacional. Foi 93% ano passado, e a disponibilidade de nossas refinarias continua em um patamar muito alto, apesar do fator de utilização ter sido de 77%, inferior ao ano anterior, por conta dessas decisões econômicas de otimização do resultado da companhia. A seguir mostramos a evolução de market share

e na gasolina tivemos uma redução de market share, atingimos 83% no ano passado e diesel atingimos 74% de market share ao final do ano. À direita nós mostramos o comportamento das importações por terceiros, em verde de diesel e em vermelho de gasolina, as importações de gasolina permaneceram estáveis ao longo do ano, mas diesel nós observamos um aumento grande e continuamos praticando a nossa política de preços, atuamos nessa política visando recuperar market share, o que tem acontecido já no início de 2018. Então nosso market share aumentou para 79% no caso do diesel, agora em fevereiro e observamos essa redução nas importações. Importante esse slide de exportação de petróleo, então já estamos exportando mais de 500 mil barris por dia de petróleo, uma exportação total de 669 mil barris por dia, e uma redução de importações de petróleo e derivados, com saldo líquido, continuamos exportadores líquidos, em torno de 360 mil barris por dia. Então aproveitamos o aumento do Brent aumentando a exportação de petróleo, e isso foi bastante importante para o nosso resultado. A seguir mostramos o balanço de oferta e demanda de gás, houve um aumento da demanda de gás tanto termoeletrico quanto não termoeletrico, e o aumento da produção do gás nacional foi suficiente para responder esse aumento de demanda, então nossa importação de GNL ficou no nível mínimo, que reduz bastante o custo médio do gás ofertado e melhora o resultado do segmento de gás e energia. Por fim, mostramos a maior geração termoeletrica, também aumentamos bastante a geração elétrica em função do aumento com preço de liquidação das diferenças, que é o PLD, que mostramos à direita desse gráfico maior. Então o resultado com venda de energia também foi importante. Isso nós mostramos também no nível de reservatório, como caiu em relação de 2016 para 2017 por questões hidrológicas, foram responsáveis pelo despacho de térmicas e pelo aumento do preço de liquidações. Um resultado melhor no segmento de energia. Com isso nós concluímos a apresentação, esperando ter mostrado uma trajetória consistente dos resultados com as nossas estratégias e as metas traçadas, e agradeço a atenção de todos.

M1: 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 respondida pelos executivos em português, com tradução simultânea para inglês. Para fazer uma pergunta, por favor digite asterisco um; para remover sua pergunta da lista, por favor digite asterisco dois. A nossa primeira pergunta vem do senhor Regis Cardoso da Credit Suisse, por favor senhor Regis, o senhor pode prosseguir.

Regis: Bom dia pessoal, obrigado por pegar minhas perguntas. Duas perguntas, a primeira relacionada a custos gerenciáveis, essa talvez tenha sido a grande boa notícia ao longo de 2017, caiu 10% em termos nominais, ou seja, em termos reais a queda foi ainda mais expressiva. Então a pergunta é o seguinte: tem mais por vir? As principais iniciativas já foram, agora é uma questão de eventualmente evitar que os custos inflacionem? E se possível, comentar alguns exemplos de como vocês pretendem, eventualmente, continuar cortando custos. A segunda pergunta é relacionada à importação de combustíveis. Vocês mostraram no slide uma queda bastante expressiva na importação de diesel no mês de fevereiro, o que eu queria saber é o seguinte: vocês entendem que esse é só o começo desse eventual tramp de redenção das importações? E na visão de vocês, o que causou mais efeito em de fato incentivar a importação, se foi uma flexibilização da política comercial ou se é uma questão de precificação, de amplitude das margens dos prêmios domésticos. Obrigado.

Ivan: Boa tarde Regis, é Ivan Monteiro. Eu vou passar a sua primeira pergunta para o Nelson e a segunda depois vai ser respondida pelo Jorge Celestino.

Nelson: Boa tarde Regis. O projeto evolução que a gente já se referiu no passado, continua funcionando, a gente roda o PDCA toda semana, temos aquela governança que a gente já conversou com vocês de o projeto se reunir toda segunda-feira, todas as áreas da companhia, que integram a companhia, olhando as variáveis dos scorecards e olhando com muito detalhe nos custos. Então isso vai continuar rodando. É verdade que o grande ajuste que teve a ver com a saída de pessoas, com a redução de número de empregados, não vai ocorrer em 2018, mas a gente continua sim olhando com pente fino todas as oportunidades de redução de custos. Então base zero continua rodando, PDCA também. A Solange na

reunião hoje cedo já fez referência à redução de custos na área de E&P como vocês viram, na atuação muito forte na área de logística offshore e menores intervenções, etc. e tal, mas nós continuamos olhando toda e qualquer oportunidade de redução de custo em 2018.

Jorge: Boa tarde Regis. Na realidade, o que a gente tem reafirmado sempre que a nossa operação no mercado visa sempre a máxima rentabilidade, então as condições que nós estamos competindo no mercado desde dezembro, leva a gente rodar o conjunto de ativos do downstream da forma mais econômica, e isso tem efeitos, obviamente, nos preços competitivos em cada região. A dinâmica de mercado atual leva a gente a estar bastante competitivo ainda no mês de março, provavelmente no mês de abril, mostrando que a gente tem uma tendência de manutenção do market share no mercado brasileiro. Então, esse tem sido a lógica da gente operar o nosso sistema, estar sempre buscando a máxima rentabilidade e isso, obviamente, fala com o aumento de market share, dependendo das condições de mercado.

Regis: Obrigado pessoal, pelas respostas. Se eu puder fazer duas perguntinhas mais objetivas. Ainda para o Celestino, se puder comentar sobre o trading de importação, e se você acha que a flexibilização da política comercial causou um certo efeito ou se é mais uma questão de prêmios. Aproveitando, um outro tema mais rápido, a provisão da class action foi 11,2 bilhões de reais, pareceu um pouco maior do que a gente esperava e diz que inclui impostos. Se vocês puderem comentar o que são esses impostos.

Jorge Celestino: Com relação à tendência de importação, dado que hoje com as condições de mercado, com os spreads do diesel e gasolina, com os preços de petróleo, está sendo mais competitivo refinarmos atendendo no mercado interno. Dessa forma, a tendência é a gente ter uma redução na importação, dado que a gente está tão competitivo.

Ivan Monteiro: Regis, o valor que foi provisionado inclui imposto da remessa para pagamento.

Regis Cardoso: Excelente, obrigado pessoal.

Operador: A nossa próxima pergunta vem do senhor **Bruno Montanari** da **Morgan Stanley**. Por favor senhor Bruno, o senhor pode prosseguir.

Bruno Montanari: Boa tarde a todos, obrigado por pegar minhas perguntas. A primeira é relacionada à cessão onerosa, apenas confirmando o que foi mencionado na coletiva mais cedo, a expectativa de timing para definição seria maio agora? Eu queria entender um pouco a dinâmica sobre o preço do óleo que está em discussão, sem entrar no mérito de qual é o preço, mas tentar entender de onde vem a potencial divergência entre o preço que a companhia propõe e o que o governo tem em mente, dado que o contrato da cessão onerosa deixa isso um pouco dúvida. A segunda pergunta é em relação aos dividendos, entendo que a proposta da mudança de política ainda está sendo avaliada pelo conselho, mas na ótica da administração da companhia, a ideia seria ter uma política de equalização desses potenciais dividendos intermediários entre ON e PN. Se puder fazer uma mais técnica no refino, a margem do quarto tri pareceu bastante forte, mas em contrapartida teve um negativo grande no segmento de eliminações. Eu queria entender se esse ganho de margem no refino está relacionado às movimentações temporárias de estoque e se por isso que a gente vê negativo nas eliminações. Muito obrigado.

Ivan Monteiro: Obrigado Bruno, vou passar aqui para a Solange para comentar sobre cessão onerosa.

Solange Guedes: Boa tarde Bruno, obrigada pela oportunidade de a gente esclarecer. A minha afirmação de manhã se referia a uma vigência do prazo da comissão interministerial do governo federal, e venceu e eles têm uma intenção de renovar por mais 60 dias. Essa informação não está relacionada a prazos, mesmo porque eles não existem, é uma negociação que só vai findar quando houver, de verdade, um acordo e uma avaliação de ambas as partes que estamos diante de algo bastante positivo para os dois lados. Nesse sentido, há os parâmetros que estão sendo discutidos são todos os parâmetros possíveis relacionados ao fluxo de caixa, nós não temos uma definição e também, para resguardar as comissões, nós não estamos discutindo publicamente exatamente quais são os parâmetros que estão sendo avaliados e quais são as tendências até agora, mas assim que nós tivermos um resultado final desse assunto, levaremos tempestivamente ao mercado.

Ivan Monteiro: Bruno, a discussão dos dividendos a gente vai se ater no que foi divulgado no comunicado hoje de manhã, estamos falando apenas da periodicidade, para previsão

para pagamento trimestral. E sobre a margem de refino, eu passo aqui para o diretor Jorge Celestino.

Jorge Celestino: Com relação à margem de refino, ali é basicamente giro de estoque, basicamente. O mercado em **(incompreensível) [00:37:30]**, aí como você está com um preço de brent apontado mais para cima, você tem o efeito giro de estoque, basicamente isso daí.

Bruno Montanari: Perfeito, obrigado.

Operador: A nossa próxima pergunta vem do senhor André Ratchen do Itaú. Por favor senhor André, pode prosseguir.

André Ratchen: Obrigado pela pergunta. Eu tenho basicamente duas perguntas, a primeira é em relação à meta de desalavancagem de 2,5 vezes. Na época que vocês fizeram o plano, foi divulgado uma tabela de sensibilidade, imagino que nessa tabela não estaria contemplado o acordo pela class action, como isso vai impactar a sua meta de desalavancagem e você vê a possibilidade de vender mais ativos nesse período? A segunda dúvida é em relação à nova política de dividendo, caso haja mudança, para pagar em cima da reserva de lucros, isso também estaria contemplado na meta de desalavancagem ou criaria pressão para ter que vender mais ativos? Obrigado.

Ivan Monteiro: Obrigado André. O dois e meio continua, a meta que foi fixada até o final do ano; eu não me recordo se na época a gente já tinha, mas de qualquer maneira, incluindo a previsão do que vai ser pago no acordo da class action, a meta não continua. Não necessariamente a gente vai ter que ter a elevação do valor na venda no programa de parcerias e desinvestimentos, mas se isso for necessário será realizado. Você tem visto o comportamento do brent acima da média que o próprio mercado previu há dois, três meses. Isso tem ajudado bastante, então a gente não vê nesse momento, a necessidade de se ter um aumento, um incremento substancial ou até mesmo um incremento na venda da meta de ativos, como tendo uma das principais alavancas para se conseguir a redução da meta de desalavancagem de dois e meio. Com relação à política de dividendos, o que está se fazendo é: a gente tinha um orçamento aprovado para o ano de 2018 e nesse orçamento foi previsto, na época em que foi elaborado, que haveria um resultado positivo no ano de 2017,

o que acabou não ocorrendo, portanto, a companhia não declarou dividendo. E essa discussão sobre a possibilidade de pagar contra reservas não está, nesse momento, sendo avaliada pela companhia, mas vai estar no bojo da discussão dos estudos que foram encomendados pelo conselho de administração.

André Ratchen: Perfeito, muito obrigado.

Operador: A nossa próxima pergunta vem do senhor Luiz Carvalho, do banco UBS. Por favor senhor Luiz, pode prosseguir.

Luiz Carvalho: Oi pessoal, obrigado e boa tarde. Tenho duas perguntas, talvez começando pela parte de vendas de ativos, sei que vocês não podem comentar nada específico sobre ativo A ou B, mas eu queria entender como está a evolução daquele plano da venda do refino. Isso já vem caminhando há algum tempo e queria entender se houve algum tipo de evolução, se tem alguma previsão de divulgar isso agora nos próximos meses. A segunda pergunta acho que vai para o Celestino, a gente tem discutido isso constantemente, sobre qual é o ponto ótimo, se é que ele existe e quão fixo ele do ponto de vista de redução de prêmio versus as importações, a utilização de refino. A gente viu uma margem já no quarto trimestre, uma margem Ebitda, se a gente puder colocar assim, do refino um pouco melhor, mas eu queria entender como que está o caminho da revisão dos contratos com as distribuidoras que vocês iniciaram agora no início do ano. Obrigado.

Ivan Monteiro: Luiz, os estudos continuam. Com relação ao desinvestimento no refino, ainda assim a conclusão tem um debate interno importante que está sendo feito, mas os estudos continuam e estão se intensificando. Com relação à questão da margem e essa questão market share, eu passo aqui para o Jorge.

Jorge Celestino: Oi Luiz, obrigado pela pergunta. Com relação ao ponto ótimo de operação, o ponto ótimo de operação tem que olhar os econômicos da operação, obviamente, que essa é a questão central que a gente olha. E os econômicos são bastante influenciados pela questão competitiva de mercado, mas também pelos spreads, pelos brents e principalmente pelo spread nos mercados internacionais, que você pode capturar ou não. Esse ano teve um inverno rigoroso, os spreads do diesel abriram um a dois dólares por

barril e isso tem um valor significativo para um parque que opera um milhão e 800, dois milhões de barris. Então as premissas têm muita influência no fator de utilização do parque e como a gente planeja isso. E com relação aos contratos, nós estamos já em uma fase bem avançada, contratos que a gente tem até hoje são contratos da época em que a Petrobras praticamente era o único supridor do mercado, a gente já deu uma modernizada neles há dois anos. E a gente está introduzindo agora novos contratos, são ferramentas mais modernas de precificação, como bolha de desempenho nas vendas, como desconto dependendo do nível de serviço que determinado cliente quer ter, ou seja, a gente está modernizando os contratos da Petrobras para que eles sejam competitivos na nova dinâmica de mercado, é isso que a gente está fazendo. Já apresentamos o primeiro draft para as companhias e agora começou uma discussão para convergir até maio e junho.

Luiz Carvalho: Em cima dessa questão, Celestino, esse desconto por cliente então a gente pode entender que você teria preço diferenciado por refinaria. Quer dizer, desculpa, você já tem preço por refinaria diferenciado, mas em cada refinaria você poderia ter um diferenciado por distribuidora, é isso?

Jorge Celestino: Não, eu não teria um preço diferenciado por distribuidora, mas eu teria um preço diferenciado dependendo do nível de serviço que ele quer ter e dependendo do desempenho dele nas vendas, ou seja, se ele vende acima das metas que a gente acordou ele pode ter um bônus. Isso são ferramentas comuns de mercado, se você negociou com o cliente uma venda de 100 mil metros cúbicos e ele vende dez mil metros cúbicos, você pode dar um bônus adicional a ele. Agora, o preço lista é o preço lista para todo o mercado naquele ponto de venda.

Luiz Carvalho: Correto. Obrigado pessoal.

Operador: Lembrando aos participantes que para fazerem uma pergunta, basta digitar asterisco um. E para retirar a pergunta da fila, asterisco dois. Por favor aguardem enquanto coletamos as perguntas. A nossa próxima pergunta vem do senhor Luiz Carvalho do Banco UBS. Senhor Luiz, pode prosseguir.

Luiz Carvalho: Obrigado, já que não tinha pergunta eu aproveitei aqui. Só voltando então em relação à primeira pergunta que eu fiz, Ivan, em relação à venda de ativos. Eu não sei se a Solange vai poder comentar em relação a isso, mas teve algum tipo de evolução no que tange à possibilidade da venda dos ativos da Cessão Onerosa? Por que isso tem um projeto de lei, senão me engano está na Câmara, que permitiria a Petrobras vender esses ativos vamos dizer, se tivesse algum tipo de recebimento ou até os ativos da própria Cessão Onerosa. Essa é a primeira. E a segunda, Ivan, eu sei que você foi, vamos dizer, *straight to the point* sobre a política de dividendos, mas eu queria entender pelo menos o racional da proposta que vocês levaram ao Conselho, se é que você pode dividir com a gente. É fazer com que de fato o pagamento de dividendos seja mais recorrente e seja menos um tema de discussão como vocês fizeram com a política de preço? Quer dizer, quanto mais frequente menos evento isso vai ser? É por aí ou a gente está completamente errado?

Ivan Monteiro: Passar primeiro para a Solange e depois eu discuto contigo a questão de dividendo.

Solange Guedes: Boa tarde, Luiz Carvalho. Essa pergunta é uma avaliação que tem vários analistas que fazem e foi bom você ter colocado para esclarecer. Na verdade, não há nenhuma definição sobre nenhum tipo de venda ou de desinvestimento ou venda de parcela de Cessão Onerosa, até porque obviamente o que tem hoje, o que está no contrato e o que está em vigor é que nesse exato momento a Petrobras não tem a liberdade de fazer nenhum tipo de negociação com esses ativos. E qualquer tipo de avaliação a respeito disso será feita só e apenas só, se eventualmente vier junto com essa renegociação, algum ajuste legislativo que permita que isso seja feito.

Ivan Monteiro: Luiz, o que motivou a solicitação do conselho para a Diretoria Executiva foi que a gente cada vez mais percebe a previsibilidade nos resultados da companhia. Não fossem esses eventos tão recorrentes, tem uma previsibilidade na produção, temos uma previsibilidade da política de preços, temos uma redução considerável nos custos da companhia, então a gente consegue ter uma previsibilidade sobre o resultado futuro da empresa. E a ideia é encurtar, já que você tem essa previsibilidade e a gente está bastante otimista em relação à performance, por que não ter uma política que se aproxima da política

de várias empresas internacionais e de várias empresas aqui do Brasil que têm uma periodicidade menor do que periodicidade até então permitida no estatuto da companhia? Basicamente é isso. Tem uma segunda componente importante, trazido pela área de RI, que temos um conjunto de investidores que focam muito a questão de dividendo como parcela relevante da sua decisão de compra de um determinado ativo, isso também nos motivou bastante.

Luiz Carvalho: Justo, perfeito. Obrigado pessoal.

Operador: A nossa próxima pergunta vem do senhor Vicente Falanga, da Bank of America. Por favor senhor Vicente, pode prosseguir.

Vicente Falanga: Boa tarde a todos. Saiu recentemente na mídia a eventual possibilidade de aumentarem o índice de etanol anidro de 27,5% para 40% da gasolina como parte do Renova Bio. A Petrobras enxerga isso como viável? Qual a opinião técnica da companhia a respeito, tanto do ponto de vista funcional, em termos de poder calorífico, do ponto de vista logístico, existe capacidade logística hoje para misturar todo esse etanol? E se me permitirem dois *follow-ups* aqui, em cima de perguntar já feitas, só para confirmar, a Petrobras voltando a dar lucro e a pagar dividendo vale a regra para a classe PN dos três maiores, 100% do capital social, 3% do PL ou 25% do lucro líquido? Se vai equalizar ou não, para UN é uma decisão futura da companhia. E por último só um *follow-up* em relação ao *class action*, só para confirmar se este *settlement* aí provisionado nesse trimestre encerra todas as acusações, a empresa tem ouvido falar em algum outro tipo de *class action*, como por exemplo no Brasil? Obrigado.

Ivan Monteiro: Obrigado Vicente. Vou passar primeiro para o Jorge Celestino, depois eu endereço as suas perguntas.

Jorge Celestino: Vicente, boa tarde. Com relação aos mandatos de biocombustível, existe o setor que está discutindo com as áreas especializadas da ANFAVEA com as montadoras e não existe ainda um consenso, porque o programa Renova Bio na realidade o que prega é a (descarbonização) da matriz energética. Então a discussão é a introdução de compra de crédito de carbono. Não tem ainda.... O decreto foi assinado ontem, essas metas vão ser

discutidas até junho de 2018 e a inda não tem nada definido de como é que os mandatos vão evoluir e o mecanismo também de compra de crédito de carbono também ainda não está definido. Então a gente tem que esperar e aguardar a discussão entre os agentes de mercado para essa definição.

Ivan Monteiro: Vicente, o valor encerra completamente, abrange completamente as discussões no âmbito da *class action*, no âmbito daquele conjunto de investidores americanos no âmbito da *class action*, esse é o objetivo. E a regra atual de pagamento, caso quando a companhia tem resultado de pagamento, ela não se altera, é a mesma regra.

Vicente Falanga: Ok, muito obrigado.

Operador: A nossa próxima pergunta vem da senhora Fernanda Cunha do Citibank. Por favor senhora Fernanda, pode prosseguir.

Fernanda Cunha: Bom dia a todos. Eu tenho uma pergunta sobre o capex, se vocês já podem comentar um pouco sobre esse plano de desinvestimento, principalmente focando esses campos terrestres de águas rasas que vocês vão vender, se a gente poderia já estimar o quanto isso diminuiria no capex que vocês têm para o ano que vem? A gente entende que a manutenção desses campos é alta, então a gente queria ter só uma ideia de quanto poderia melhor daqueles 17 bilhões para 2018. A minha segunda pergunta é sobre o desconto do preço do óleo realizado no quarto tri. Quando a gente compara com os últimos dois trimestres, esse desconto estava em torno de três a quatro dólares o barril e agora está girando em torno de seis dólares, me chamou atenção pelo fato de a gente ter óleo mais de pré-sal, proporcionalmente maior, que teoricamente tem um API maior, e também pelo fato de preço de óleo pesado. Esse desconto caiu muito agora no quarto tri, então eu só queria entender um pouquinho como foi essa dinâmica para ter um desconto, quase subindo dois dólares o barril entre o terceiro e o quarto tri. Obrigada.

Ivan Monteiro: Obrigado Fernanda. Vou passar aqui para a Solange Guedes.

Solange Guedes: Fernanda, boa tarde de novo. Para você também é uma oportunidade para esclarecer com essa pergunta que você fez. A nossa previsão é que o Projeto Topázio tenha término ainda no ano de 2018. Isso significa que no nosso horizonte do plano, a partir de

2019 já não tenha ali nenhum tipo de capex alocado para aquele tipo de ativo, então foi dessa forma que nós fizemos o nosso planejamento. Obrigada.

Ivan Monteiro: Fernanda, eu vou passar aqui para o diretor Jorge Celestino a discussão sobre o desconto.

Jorge Celestino: Fernanda, o que a gente tem aqui é que no ano esse desconto cai, de quatro e meio para três e meio, indicando a valorização dos petróleos médios, os petróleos médios estão mais valorizados do que os petróleos leves. Isso uma tendência mundial por conta do aumento da exportação de petróleo para os Estados Unidos, mais troca de petróleo. Agora, realmente, no quarto tri a gente precisaria investigar melhor o que aconteceu porque ter algum efeito de importação de óleo para os Estados Unidos, não sei se te recorda, mas no último tri você teve o problema do Harvey que dificultou a entrada dos petróleos nos Estados Unidos. Então essas trocas podem ter repercutido no preço dos petróleos médios.

Fernanda Cunha: Ok, obrigada. Só se você me permitir um *follow-up*, você tem como destrinchar o quanto da venda desse Projeto Topázio está dentro dessa queda desse capex entre 18 e 19, que vai cair em torno de 14 bi para 12 bi?

Solange Guedes: Eu não tenho essa informação aqui agora, mas uma coisa que eu garanto, desde quando a gente começou a fazer aquele trabalho de gestão ativa de portfólio, uma das – digamos assim – dos exercícios que a gente faz no nosso processo de gestão ativa de portfólio, que dá origem ao Plano de Desinvestimento, dá origem ao Plano de Parcerias Estratégicas, também dá origem ao Plano de Alocação de Investimentos. E já há algum tempo que esses ativos não são prioritários no nosso Plano de Alocação de Investimentos. Então a gente pode providenciar para você, mas eu te antecipo que não são valores significativos.

Fernanda Cunha: Ok, obrigada.

Operador: Obrigado a todos. Encerramos neste momento a Sessão de Perguntas e Respostas deste webcast teleconferência. Com a palavra, o diretor Ivan de Souza Monteiro para os seus comentários finais. Por favor diretor, pode prosseguir.

Ivan Monteiro: Muito obrigado. Queria, como sempre, agradecer a participação de todos e colocar a área de RI da companhia à disposição de eventuais dúvidas adicionais. Muito obrigado.

Operador: Obrigado senhores e senhoras. 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. Isso inclui esse webcast teleconferência. Muito obrigado pela sua participação, por favor desconectem suas linhas e tenham uma boa tarde.