

1ª Teleconferência (em português)
Petrobras
Resultados do Primeiro Trimestre de 2019
8 de maio de 2019

Operadora: Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos ao *webcast* e teleconferência da Petrobras com analistas e investidores referente aos resultados do primeiro trimestre de 2019.

Informamos que os participantes acompanharão a transmissão pela internet e por telefone apenas como ouvintes. Após uma introdução, 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.

Iniciaremos ouvindo o Presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, com os principais destaques do resultado. Em seguida serão respondidas as perguntas dos participantes. Informamos que a apresentação permanecerá disponível ao longo do *webcast* e no site de relações com investidores da companhia.

Estão presentes hoje conosco:

- O Sr. Roberto Castello Branco, Presidente da Petrobras;
- A Sra. Andréa Almeida, Diretora de Finanças e Relações com Investidores;
- A Sra. Anelise Quintão Lara, Diretora de Refino e Gás Natural;
- O Sr. Carlos Alberto Pereira de Oliveira, Diretor de Exploração e Produção;
- O Sr. Eberaldo de Almeida, Diretor de Assuntos Corporativos;
- O Sr. Rafael Mendes Gomes, Diretor de Governança e Conformidade;
- E demais executivos da companhia.

Por favor, Sr. Roberto, queira prosseguir.

Sr. Roberto Castello Branco: Bom dia a todos. É um prazer estar aqui para conversarmos sobre o desempenho da Petrobras no primeiro trimestre deste ano.

Não foi um trimestre brilhante, eu tenho que reconhecer isto, nós tivemos alguns problemas, inclusive na produção, mas vocês verão que as notícias são boas tanto no mês de abril como no futuro e nós, lá no início de março, fizemos uma análise e chegamos à conclusão que nós conseguiremos, sem dúvida, alcançar as metas previstas para este ano. Nós estamos neste caminho e os números vão suportar isso.

O outro aspecto importante diz respeito à dívida. Nós conseguimos continuar a reduzir o nosso endividamento, isto já se reflete nos números do primeiro trimestre no sentido de menor dispêndio com pagamento de juros. Nós estamos gastando com o pagamento de juros o equivalente a um sistema de produção, e isso nós temos uma redução anualizada de US\$1,2 bilhão com as despesas financeiras e estamos alongando o perfil da dívida, a maturidade média hoje é 9,42 anos, o que implica aí em minimização dos riscos de refinanciamento, e, ao mesmo tempo, administrando melhor o caixa, otimizando a administração financeira. Isso é muito importante para melhorar a alocação de capital.

O que é mais importante nesses primeiros meses do ano é que, desde o início de janeiro, nós começamos a implantar os nossos 5 pilares estratégicos. Primeiro, a gestão de portfólio. Os 4 primeiros meses do ano aí, passando o trimestre, foi muito rico e muito ativo em desinvestimentos. Nós conseguimos desinvestir US\$11,3 bilhões, o principal deles foi o gasoduto TAG por US\$8,6 bilhões; vendemos campos maduros de petróleo; a rede de postos no Paraguai; Pasadena, nós fechamos a transação somente agora em 1 de maio devido a problemas operacionais, mas Pasadena representa um simbolismo muito forte com um passado trágico, e nós cortamos a ligação com isto.

Ao mesmo tempo, nós ampliamos o nosso programa de desinvestimentos, incluímos um provável *follow-on* da BR Distribuidora, a venda da rede de postos de serviço no Uruguai, que é uma operação... as operações da Petrobras no Uruguai, que são compostas por uma rede de postos e distribuição de gás, têm apresentado continuamente prejuízos desde 2006. São operações pequenas, mas não admitimos desperdícios de recursos. É proibido desperdiçar recursos. Então, vamos vender a rede de postos, vamos entregar as concessões de gás e nos limitarmos às nossas operações do *core business* da companhia.

Nós estamos fazendo transações, gerindo o portfólio da companhia para focarmos nos negócios onde nós somos donos naturais, focando a companhia na exploração e produção de petróleo e gás.

No que diz respeito às refinarias, o Conselho de Administração aprovou estudos para desinvestimento de 8 refinarias, que satisfaz a estes objetivos: Melhorar a alocação de capital; reduzir o endividamento; e corrigir uma anomalia: uma a única empresa sendo responsável por 98% da capacidade de produção de refino. Isto é insustentável e vamos trabalhar para fazer este desinvestimento.

Ao mesmo tempo, a companhia tem como objetivo reconquistar o grau investimento pelas agências de rating como complemento da redução do seu custo de capital. Nós estamos trabalhando para aumentar o retorno sobre o capital empregado e, ao mesmo tempo, reduzir o custo de capital. Fazendo isso, reduzimos o endividamento apesar da

introdução das modificações contábeis do IFRS, que elevaram a nossa dívida bruta de US\$78,8 bilhões para US\$106 bilhões, nós mantemos a meta fixada anteriormente para reduzir a alavancagem para 1,5 vezes o fluxo de caixa.

E vamos procurar melhorar o relacionamento com a comunidade financeira global. Nós, como parte disto, no próximo trimestre, nós teremos um *release* em inglês idêntico e completo como é o em português, nós já estamos introduzindo novas informações, vocês podem ver como investimentos, é um processo contínuo de *confidence building*.

Bom, lançamos também um plano de redução de gastos operacionais gerenciáveis no valor de US\$8,1 bilhões. No curto prazo, nós estamos nos concentrando naquelas medidas que são mais fáceis de implementar, as chamadas "*low hanging fruits*", fechando edifícios de custo alto, como o Edifício Ventura no Rio de Janeiro, na Avenida Paulista em São Paulo, procurando minimizar custos. Está em curso o fechamento de vários escritórios fora do Brasil, desde Nova York até Tóquio, passando pelo Irã, pela Líbia e outros países, cortando também despesas discricionárias, mas lançamos um programa de demissão incentivada voluntária, que, na nossa estimativa, causa uma economia de R\$4,1 bilhões. Mas o grosso da redução de custos nós estamos certos que virá da mudança de processo e da transformação digital.

A transformação digital é um instrumento poderoso para a redução de custos e ganhos de eficiência, e a indústria de petróleo e gás é uma das que tem maior potencial para a transformação digital para alcançar esses objetivos.

Bom, outro foco nosso é a meritocracia. Nós lançamos um programa de remuneração variável para alinhar os objetivos dos acionistas com o dos executivos. A remuneração variável é muito importante neste sentido, dar uma boa remuneração fixa e não criar incentivos para a realização de ganhos de produtividade e geração de valor e criar uma empresa de "*fat cats*".

Começamos este mês a implantação do sistema de EVA. Nós acreditamos muito no potencial do EVA para nos ajudar neste objetivo de maximizar a geração de valor, e isto resultará em que cada colaborador nosso se sinta como um empreendedor tentando adicionar valor ao nosso negócio. É este o espírito que nós queremos introduzir, de empreendedorismo entre todos os nossos colaboradores. Todos terão metas, todos terão um papel a desempenhar. Não é só uma métrica lá abstrata, ROCE, de "x" por cento ao ano e as pessoas vão saberem "Bom, mas o quê que eu posso fazer para aumentar o ROCE na companhia? Não sei, é um negócio que eu nem sei como é calculado". O EVA vai proporcionar a oportunidade que cada um se sinta participante do processo de criação de valor e desempenhe um papel relevante, não importa a sua posição na hierarquia.

Bom, finalmente, a segurança é uma das nossas prioridades, é um aspecto muito importante, numa companhia de petróleo é, seguramente, o maior risco que nós temos que administrar. Está sendo lançado um programa de treinamento que vai envolver 180.000 pessoas entre os colaboradores da Petrobras e de empresas contratadas.

Outro aspecto importante também é o combate ao furto de combustíveis. Nós temos dedicado nossas equipes de inteligência em colaboração estreita com as polícias, o uso de equipamentos sofisticados, muita atenção e campanhas de esclarecimento para minimizar a ocorrência deste crime.

Recentemente nós tivemos um acidente muito sério na Baixada Fluminense, em Duque de Caxias, em que pessoas tiveram que ir para o hospital, uma delas, uma menina, lamentavelmente teve uma queimadura, encontra-se internada no hospital. A Petrobras, através de sua subsidiária Transpetro, tem sido incansável no apoio tanto aos que se acidentaram, principalmente a menina, como também na varredura da área para evitar que tal coisa se repita. E repito e enfatizo que segurança é a nossa prioridade.

Bom, eu vou passar a palavra para a Andrea Almeida, nossa nova *Chief Financial Officer*, para seus comentários sobre o resultado.

Sra. Andrea Almeida: Obrigada, Roberto. Bom dia a todos.: Eu acho que o Roberto já cobriu os principais marcos estratégicos do trimestre, eu vou tentar passar a mensagem financeira e também explicar um pouquinho das mudanças que a gente teve aí graças à implementação do IFRS 16.

Talvez o primeiro ponto mais relevante que eu queria reforçar é que a nossa meta de alavancagem não muda, nós estamos comprometidos em desalavancar a empresa. Então, o nosso indicador de dívida líquida EBITDA de 1,5 está mantido mesmo após os ajustes do IFRS.

Nós vamos manter por um tempo os cálculos considerando e excluindo o efeito até para o mercado ir se ajustando, ir se acostumando com os números. Desta forma, quando a gente olha o número sem os efeitos do IFRS, a gente percebe este trimestre que o indicador ficou praticamente em linha, em 2,36 vezes, com um pequeno aumento. Porém, a gente conseguiu o nosso objetivo, que foi a redução da dívida. Em termos de dívida líquida, a gente passou de US\$69,4 bilhões para US\$68,3 bilhões.

A gente vai agora comentar um pouco os impactos efetivamente do IFRS 16. Acho que este trimestre todas as empresas que reportam os seus resultados em IFRS vão ter efeito nos seus balanços e resultados, então não é um privilégio nem da Petrobrás, nem do mercado, nem efetivamente do negócio de petróleo. Basicamente, estão mudando as formas que a gente contabilizava os arrendamentos operacionais.

O efeito no balanço será, basicamente, um aumento no ativo pelo reconhecimento do direito de uso do ativo a arrendado e um incremento no passivo. No passivo, vamos reconhecer o valor presente e os pagamentos futuros dos arrendamentos. Na demonstração de resultados, as empresas passam a reconhecer a depreciação do ativo e a despesa financeira do passivo no lugar da despesa operacional do arrendamento.

É importante ressaltar – eu acho que este é o ponto mais importante – que não impacta em nada o nosso fluxo de caixa. O que a gente pagava antes e o que a gente tinha de compromisso de fluxo de caixa permanece.

Em grandes números, a gente vai ver aí um incremento em torno de R\$102 bilhões nas nossas obrigações, assim como no nosso ativo também. Tivemos R\$3,7 bilhões de redução de custos e isto já está incorporado no número de EBITDA que vocês vão ver divulgado, de R\$27,5 bilhões.

O nosso indicador de alavancagem, quando a gente considera os últimos 12 meses do EBITDA com o efeito do IFRS, passa a 2,89 vezes. Basicamente, este é o resumo que a gente queria dar aí dos efeitos que aconteceram aí e que vocês vão ver ao longo do tempo na nossa empresa e nos nossos indicadores.

Falando um pouco do mercado e, de fato, o quê que aconteceu aí ao longo dos últimos trimestres, a gente viu os preços do petróleo no quarto trimestre atingirem valores bem altos, valores inclusive historicamente bem altos desde outubro de 2014. Ele atingiu valores aí em torno de US\$86,00 por barril.

No próprio quarto trimestre de 2018, os preços apresentaram queda em resposta à percepção de sobre oferta com o aumento da produção dos Estados Unidos e também uma preocupação com o crescimento da economia mundial dado que a gente via o *trade war* muito forte, né, uma guerra entre a China e os Estados Unidos aí impactando o cenário econômico. Desta forma, a gente viu os preços cederem e o preço chegou aí, ao final do ano, por volta de US\$54,00 por barril.

No primeiro trimestre do ano, a gente viu uma recuperação, principalmente em função das pressões do lado da oferta e com a implementação dos cortes de produção pelos países da OPEP. Apesar disso, quando a gente compara o preço médio do quarto trimestre de 2018 comparado com o primeiro trimestre de 2019, a gente viu uma queda do preço médio e a gente vai ver o impacto disso nos nossos resultados.

Então, olhando em termos de EBITDA no trimestre, a gente percebe que a gente ficou em torno de 6% abaixo, registrando R\$27,5 bilhões, e aí a gente, de fato, teve o impacto do preço na margem, menores volumes de vendas de derivados e também uma provisão referente à arbitragem de Sete Brasil, que a gente vai comentar mais à frente.

Quando a gente olha o EBITDA por segmento, na hora que a gente vê obviamente no nosso setor de exploração e produção, que é o nosso maior gerador de caixa da empresa, ele registrou EBITDA em torno de R\$25,5 bilhões, um pouco abaixo do trimestre anterior por conta de uma redução na produção que o Roberto já comentou, principalmente em consequência das paradas programadas que a gente tem normalmente nos primeiros trimestres do ano e também devido à queda do Brent.

No caso do refino, quando a gente compara o primeiro trimestre com o quarto trimestre do ano passado, a gente observa uma melhora do EBITDA para R\$4,7 bilhões. É fato que o impacto que a gente viu no quarto trimestre foi consequência da venda do produto refinado com custos mais altos dado o preço do Brent mais alto nos trimestres anteriores. Quando a gente compara dentro do ano, a gente teve efetivamente maiores vendas de diesel e a gente teve o aumento do nosso *market share*, porém, este aumento ainda foi impactado pelo preço alto, o custo da produção ainda foi impactado pelo preço alto dos trimestres anteriores e a gente também teve mais produto importado no nosso mix e a gente não conseguiu recuperar os níveis do primeiro trimestre de 2018.

No setor de gás e energia, a gente teve o EBITDA de R\$2,2 bilhões e o maior impacto, aí de novo, a gente tem itens não recorrentes que trazem algumas variações aí no nosso resultado, a gente teve, no quarto trimestre de 2018, um efeito grande positivo da reversão da provisão de perda de crédito dos recebíveis da Eletrobras. Este talvez seja o maior efeito da variação que a gente vê no setor de gás e energia.

Bom, acho que notícias boas é o fluxo de caixa livre. A gente continua efetivamente aí apresentando fluxo de caixa livre muito relevante, R\$12,1 bilhões, e ainda assim a gente vê uma queda porque a gente também teve pagamentos talvez que a gente pode dizer “pontuais” no trimestre, como o pagamento da terceira parcela do *class action*, de R\$4,2 bilhões, e o pagamento do acordo DOJ, de R\$3 bilhões, compensados parcialmente pelo recebimento de 1,5 bilhões da subvenção do diesel do ano passado.

Eu acho que o Roberto já falou bastante do *liability management* e, de fato, a gente vem colocando em prática o que a gente divulgou para o mercado, a gente conseguiu, de fato, alongar o prazo médio da nossa dívida e a gente vê que a gente não tem mais concentração de amortização aí de vencimento, que é superpositivo e diminui o risco de fluxo de caixa da empresa.

No trimestre, vamos dizer assim, a gente obviamente colocando em prática o *liability*, a gente captou R\$16 bilhões, sendo 11,5 de títulos de mercado de capitais internacionais e uma oferta pública de debênture.

Pagamos também diversos empréstimos e financiamentos, entre eles recompra de títulos também, pré-pagamentos de R\$14,6 bilhões de empréstimos bilaterais e 1,2 bilhão de financiamento junto ao BNDES.

Quando a gente olha o que aconteceu com os nossos investimentos, a gente teve efetivamente valor de 2,3 bilhões no trimestre, sendo que a principal concentração é do setor de E&P, e aí claro que se destacam os novos campos do pré-sal da Bahia de Santos como os mais representativos.

Como o nosso foco é, de fato, redução de custo, e o Roberto já mencionou, aliado com o nosso plano de resiliência, talvez eu destacaria aqui a importância da redução do custo de extração e que a gente acredita que isto vai evoluir ainda mais na medida que a gente entra com os novos *ramp-ups* dos campos do pré-sal.

Falando em lucro, tivemos um lucro líquido de 4 bilhões superior ao trimestre anterior, nosso lucro líquido ele é, de fato, impactado por itens também especiais, o que a gente considera não recorrente. Quando a gente observa o lucro bruto, a gente já comentou, então a gente teve impactos de menor produção, menores vendas derivadas e o Brent, o preço do Brent afetando, mas, porém, por outro lado, as despesas operacionais se reduziram de uma forma significativa, e essa linha tem um impacto muito forte de itens não recorrentes, variações do *impairment*, provisões para contingências em processos judiciais e também resultado de venda de ativos.

Então, assim, do quarto trimestre para o primeiro, a gente teve também alguns eventos destes que impactaram. Neste caso, nas despesas operacionais a variação foi positiva.

E no resultado financeiro, a gente teve também, a gente já comentou do impacto do IFRS, a gente teve um resultado financeiro mais negativo em R\$2,7 bilhões, sendo um pedaço o aumento do juros por conta do juros sobre o arrendamento operacional e também uma redução na receita financeira em razão dos ganhos dos acordos que a gente assinou com o setor elétrico registrados no trimestre anterior. De novo, o balanceamento entre um trimestre e o outro.

Na governança, eu acho que o Roberto já cobriu este item, né, basicamente a gente vem flexibilizando alguns itens, claro, sempre mantendo o *compliance* da empresa, e a gente conseguiu aí algumas evoluções no sentido de a gente poder trazer a responsabilidade, por exemplo, do Conselho de Administração para a aprovação da venda de subsidiárias integrais e outros itens relevantes aí para a nossa agilidade.

Na gestão de portfólio, eu acho que a gente vem fazendo isto, acho que dentro deste contexto de gestão de portfólio, a gente até mudou o nome da área de Aquisições e Desinvestimentos para Gestão de Portfólio, que é, de fato, o que a gente vem fazendo

de uma forma bem firme desde o PNG e aí já com o plano de resiliência também. E dentro das novas diretrizes da gestão de portfólio, a gente anunciou ao mercado a nossa intenção de vender 50% da capacidade do refino (em linha com que o Roberto falou, incluindo a venda de 8 refinarias), a venda integral da rede de postos no Uruguai e a venda adicional de participação na Petrobras Distribuidora, ainda permanecendo a Petrobrás aí como acionista relevante.

A gente espera seguir com esta sistemática de desinvestimentos de uma forma expressiva e a gente acredita que vamos ter, a cada trimestre, novas conquistas para apresentar para vocês e vamos conseguir cumprir aí o nosso plano de desinvestimento e redução da alavancagem da empresa.

Passo palavra para o Capo.

Sr. Carlos Alberto Pereira de Oliveira (Capo): Bem, bom dia a todos. Eu vou começar falando sobre a produção. Neste slide eu vou estressar um pouco aqui sobre a questão da queda de produção entre trimestres, mas a minha primeira mensagem, que eu acho que ela é fundamental, é a seguinte: Que nós estamos mantendo a meta anual de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2019.

Então, no primeiro trimestre de 19, quando a gente compara este trimestre com o primeiro trimestre de 18 e o quarto trimestre de 18, a gente tem uma variação, considerando aí a produção de óleo equivalente, de cerca de 5% comparando com quer seja com o primeiro ou quarto trimestre, e isso se explica pelo desinvestimento que a gente fez no Campo de Roncador, que agora em 2019 a gente não conta mais com 25% da produção de Roncador, que foi vendido, a gente vendeu também a nossa participação lá na empresa dos Estados Unidos, basicamente quase a totalidade, mantivemos 20% da nossa participação lá.

No que diz respeito aos sistemas novos, a gente tem entrado com bastante sistemas, mas são sistemas mais complexos. O sistema de gás ele requer mais... temos tido alguma demora, vamos dizer assim, no comissionamento destes sistemas, que agora já temos resolvido (isso apareceu no primeiro trimestre), e também nós tivemos uma maior quantidade de paradas neste primeiro trimestre, então essa maior quantidade de paradas também contribuiu para que a gente tivesse uma redução.

Agora, por outro lado, nós tivemos 3 plataformas novas entrando aí no primeiro trimestre, que foi a 76 e a 77 no campo Búzios, a 67 no campo de Lula, e elas também compensaram, ajudaram a compensar o declínio natural da produção, que sempre acontece.

O importante a citar é que com a instalação de 7 novas plataformas que foram colocadas em produção aí nos últimos 11 meses, nós estamos agora no processo de

ramp-up destas unidades, ou seja, fizemos ajustes no sistema de gás e estamos aí em *ramp-up*, e por conta disto mesmo é que eu volto na minha primeira frase de que nós estamos mantendo esta meta anual, nossa meta prevista de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 19.

Se a gente olhar para o lado direito aí do slide, a gente vai ver que exatamente esta entrada em produção das novas plataformas no pré-sal, também um pouco em parte pela mudança na composição do portfólio do pós-sal com esta venda de ativos que nós temos feito, a gente vê que está se tornando cada vez mais relevante a produção do pré-sal, a gente saiu de 44% no primeiro trimestre de 18, a participação do pré-sal na produção total, para 49% no primeiro trimestre de 2019. Esta é uma tendência de seguimos assim.

Neste próximo slide, a gente está fazendo aqui uma comparação, quando a gente olha para a parte verde que está no slide, na parte mais à esquerda, a gente está colocando na mesma base a produção em termos de base de ativos, ou seja, a gente está desconsiderando os ativos que já foram desinvestidos. Então, nós vemos aí um primeiro trimestre de 19, que a gente já mencionou, com a produção de 2,5 milhões, sendo arrendado aí para o número, mas já em abril briu a gente já vê o crescimento desta produção para 2,6, ou seja, voltando no mesmo patamar do quarto trimestre, e agora nos últimos 10 dias nós estamos aí em 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia. E agora no mês de maio, se a gente pegar só o mês de maio, nós já estamos aí acima de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia. Esse número nem aparece aí no slide porque acabei de pegar este número, é o número de agora, então a estimativa nós já estamos aí acima de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia só no mês de maio.

Esta é uma tendência importante, e no dia 2 de maio agora na semana passada nós completamos o *ramp-up* da plataforma P74, ela agora está produzindo na sua máxima, de capacidade de 150.000 barris por dia, e um ponto importante é que a gente fez isso também após 12 meses do primeiro óleo da plataforma, que este é o nosso objetivo, a gente ficar em 12 meses é um recorde, é um número importante para nós, que a gente tem se mantido aí em 12 meses, estamos com 4 poços produtores nesta plataforma e produzindo 150.000 barris por dia a partir da área de Búzios.

Seguindo aqui para a questão de gastos no E&P, um ponto importante é que nós reduzimos (quando a gente olha para o lado esquerdo aí da figura, nos gastos operacionais gerenciáveis) nós reduzimos 22% nestes gastos quando a gente compara primeiro trimestre de 19 com o primeiro trimestre de 2018. Isto é em função de otimização de gastos com intervenção em poços e também ajudado em parte pela desvalorização cambial que a gente teve neste período.

Quando a gente então agora olha para o lado direito da figura, que é a parte dos custos de extração, nós estamos aí no patamar de US\$10,00. Então, apesar de a gente ter tido uma menor produção no primeiro trimestre, a redução que a gente teve nos gastos operacionais gerenciáveis permitiu que a gente ficasse aí neste patamar de US\$10,00 comparado ao quarto trimestre e mantendo aí esta diferença de US\$1,00 por barril, que é bastante significativo quando a gente compara o primeiro tri de 19 com o primeiro tri de 18. E no pré-sal a gente está se mantendo aí com o custo de extração abaixo de US\$7,00 o barril.

Vou falar um pouco aqui neste slide sobre a revisão do contrato da cessão onerosa. Em 9 de abril de 19, o Conselho Nacional de Política Energética (o CNPE) ele deliberou a respeito da revisão do contrato da cessão onerosa e definiu, então, o ressarcimento da Petrobras de cerca de US\$9 bilhões. Em 18 de abril, ou seja, 9 dias depois, também o Conselho Nacional de Política Energética ele publicou uma resolução sobre quais serão os parâmetros para a licitação dos volumes excedentes no contrato da cessão onerosa, que agora é nos campos de Búzios, Sépia, Itapu, que vão ser as áreas que vão a leilão, e a Petrobras, então, ela tem, a partir desta publicação, que exercer o seu direito de preferência na licitação relacionada a estas áreas até o dia 17 de maio.

Em 23 de abril, o Ministério de Minas e Energia público uma portaria complementar estabelecendo quais são as diretrizes para o cálculo da compensação que a Petrobras vai receber pelo fato de vir a ser feita uma licitação nestas áreas onde ela já está produzindo, então ela vai abrir participação para outras empresas através desta licitação e vai ter uma compensação por isso, que a gente chama de diferimento. E o importante disso é que nesta resolução e esta portaria que foi publicada sobre este leilão de excedentes elas vão ser compensadas pelos investimentos realizados com base em parâmetros de mercado, que são os parâmetros de preço, de óleo. Então, já são prefixados estes preços de venda de óleo e de gás. Da mesma forma os investimentos e os custos operacionais que constam já desta resolução e já está tudo pré-especificado.

E por último, comentar um pouco aqui sobre de algo que aconteceu agora mais recente, no mês de abril, e que também para nós é importante, que é esta província petrolífera de Sergipe águas profundas, na qual a gente já vem trabalhando há algum tempo, e através da extensão que a gente fez um poço em Moita Bonita, então a gente e confirmou a extensão desta acumulação de Moita Bonita. Nesta área de Sergipe águas profundas a gente já fez 6 descobertas, que são as descobertas que estão mostradas aí de Cumbe, Barra, Farfan, Muriú, Moita Bonita e Poço Verde, e, com a confirmação desta extensão e mais o teste de longa duração em Farfan, que está previsto para novembro de 2019, isto abre uma perspectiva importante para a Petrobras de uma nova província nesta área. Nós já temos aí um módulo previsto, um sistema previsto no nosso PNG 19-23, que é um FPSO com capacidade para 100.000

barris por dia, e esta província o que a gente tem encontrado também é óleo e reservatório de excelente qualidade.

Eu queria deixar esta mensagem também aqui e vou pedir aqui ao João Henrique que, por favor, comente um pouco mais aí sobre a parte dos novos sistemas.

Sr. João Henrique: Bom dia. Falando dos novos sistemas, a gente teve 7 sistemas novos entrando em produção em 11 meses, em abril de 2008 a P74 entrou em produção e 11 meses depois viu começada a produção da P77. Este é um marco importante e foi alcançado com um alto índice de eficiência e segurança operacional e demonstra capacidade da Petrobras em executar um planejamento complexo e que integra todas as áreas da companhia.

Este marco também ele é muito importante em função dos 10 anos do início da produção do pré-sal. Nós temos um sistema do Campo de Tartaruga, 2 no Campo de Lula e 4 destes sistemas estão na cessão onerosa, no Campo de Búzios, 3 destes sistemas entraram em produção no último trimestre. Temos tido bons resultados de produção nestes sistemas. O uso de um, como o Capo falou, ele atingiu a capacidade máxima de produção de 150.000 barris no dia 2 de maio agora e com apenas 4 poços em produção na unidade.

Este ano ainda a gente ainda deve ter mais 4 sistemas atingido a capacidade máxima de produção e serão fundamentais para garantir a produção, a nossa meta de produção até o fim do ano.

O próximo slide ele mostra o trabalho que a gente está fazendo para acelerar o *ramp-up* das unidades. A gente tem nível de prontidão da área de poços e *subsea* bastante elevado, 86% dos poços devem entrar em operação em 2019 nos campos de Búzios, Lula Sul, Lula, Berbigão, Sururu e Tartaruga Verde já estão perfurados e completados e o tempo médio de *ramp-up* das unidades, o tempo médio para topas as unidades a gente está conseguindo um resultado muito bom, que a gente está conseguindo fazer num tempo inferior a 12 meses, e isto é fruto do investimento em tecnologia e da padronização e repetitividade que a gente está tendo nestas unidades que têm um projeto semelhante.

Neste slide a gente mostra os novos sistemas que devem entrar em produção nos próximos anos. Estes sistemas devem garantir o nosso crescimento de produção, que deve se situar em cerca de 5% ao ano. A P68 no campo de Berbigão já está com o nível de completação de mais de 95%, entra em operação ainda em 2019. A prontidão dos poços para o *ramp-up* deste sistema também está elevado, a gente já tem 56% dos poços perfurados, 28% dos poços completados. Em Atapu, a P70 vai entrar em operação em 2020, também com um alto nível de prontidão de plataforma e poços, e a partir de 21 temos mais 9 sistemas que vão entrar em operação, sendo que Sépia e

Nero I já estão em execução, Búzios 5, integrado de Parque das Baleias, Nero II, Marlim I e Marlim II estão fase de contratação e os demais em fase de planejamento.

Eu passo para diretora Anelise.

Sra. Anelise Quintão Lara: Bom dia a todos. Bom, com relação aos nossos volumes de venda e produção de derivados, em primeiro lugar, eu queria ressaltar que a nossa receita de vendas neste trimestre foi de cerca de R\$80 bilhões, R\$5,5 bilhões superior ao primeiro tri de 2018, e uma das razões principais foi o maior volume de venda de derivados, como vocês veem neste primeiro gráfico, e, em relação ao primeiro tri, houve um volume de vendas 5% superior, em particular em função do diesel, houve um aumento aí do volume de vendas de diesel de 19% em relação ao primeiro trimestre de 2018.

Houve uma redução de cerca de 3% na gasolina em função da menor demanda por gasolina e competição com o etanol. Em termos de produção de derivados, houve também um aumento de 4% neste trimestre em relação ao primeiro trimestre de 2018, basicamente também refletindo o aumento da produção de diesel, que subiu 9% também na comparação com o primeiro trimestre do ano anterior.

A participação do petróleo nacional no refino foi reduzida em 2%, a participação neste primeiro trimestre foi de 92% devido à menor produção de petróleo nacional. A disponibilidade operacional das nossas refinarias ficou em 94%. Nós tivemos o retorno da Replan no dia 25 de janeiro deste ano e a refinaria de Cubatão continua parada para manutenção e modernização do seu sistema de segurança.

No próximo slide, a gente vê a questão do fator de utilização do refino, *market share*. Diesel, nós estamos com um *market share* de 84%, em linha com 2018, o restante do *market share* é preenchido por importação de terceiros, a gasolina 81%, também com entrada mais forte aí do etanol no mercado, e o fator de utilização de 75%, que é considerado fator ótimo para a demanda de derivados no mercado atual e para a necessidade e eficiência do parque de refino.

No próximo slide, a gente vê o balanço importação e exportação, principalmente um aumento da importação praticamente dobrando entre o primeiro tri de 19 para o primeiro tri de 2018 em função tanto do aumento da importação de petróleo como de derivados, em particular o diesel para atender a demanda do mercado.

Na exportação, a gente vê aí o petróleo mais ou menos em linha do que foi o primeiro tri de 2018 e isto reflete num balanço líquido que está apresentado no terceiro gráfico deste slide, com 315.000 barris por dia de petróleo importado.

Em termos de gás e energia, o lucro da nossa área de gás e energia foi de cerca de R\$1,5 bilhão e um aumento superior a R\$770 milhões em relação ao primeiro tri de 2018, principalmente devido às maiores margens no segmento de energia e na comercialização do gás natural associado a menores provisões de créditos esperadas e com perdas judiciais, e a margem operacional foi de 13% no primeiro tri de 19 em relação a 9% no primeiro tri de 18.

Neste primeiro gráfico, a gente percebe aí em termos de demanda de fornecimento a gente tem um aumento do GNL no total, que passa, em relação ao primeiro tri de 18, de 2,3 milhões de m³/dia para 7,1 com uma conseqüente redução na importação do gás boliviano, isto porque devido a uma melhor precificação do GNL no mercado internacional neste período. No Japão houve entrada de usinas nucleares e o preço do GNL no mercado internacional caiu, então favorecendo o aumento do GNL na nossa matriz.

Em termos de demanda, a gente continua em linha aí considerando o primeiro tri de 18, estamos praticamente com o mesmo patamar, um pequeno aumento na demanda não termelétrica, não térmica e também na demanda térmica, fruto aí de uma maior utilização do consumo industrial e também um menor efluente de chuvas e tal, que acabou favorecendo o aumento da demanda térmica também neste período em relação ao quarto tri de 2018 e mesmo em relação ao primeiro tri de 2018.

Então, era isto, e agora estamos à disposição para perguntas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Agora daremos início à sessão de perguntas e respostas. Solicitamos que cada participante faça no máximo 2 perguntas. As perguntas devem ser feitas seguidamente e não deve ser utilizada a função viva voz.

Para fazer uma pergunta, por favor, digite asterisco 1. Para remover a sua pergunta da lista, por favor, digite asterisco 2.

A primeira pergunta vem de Rodolfo Angele, JP Morgan.

Sr. Rodolfo: Bom dia e obrigado. As minhas 2 perguntas são o seguinte: A primeira, em relação à geração de caixa, acho que, de fato, este é um número que nós e os investidores estamos olhando bem de perto, ele tem sido bastante forte. Olhando para frente, o quê que a gente deve esperar em relação à Capex? Este trimestre eu acho que foi abaixo do *run rate*, mas eu gostaria de escutar de vocês se há espaço para também buscar alguma melhoria no *cash flow* vindo do Capex.

E minha segunda pergunta é em relação aos novos volumes, né. Primeiro, a gente fica contente de ouvir a companhia reafirmar o *guidance* para o ano de produção, e eu queria saber se vocês poderiam conversar um pouquinho do impacto disto no *lifting cost*. A gente sabe que o pré-sal teve resposta mais baixo que a média, mas são 2 fatores que eu queria que vocês falassem um pouquinho se possível: Primeiro, o *lifting cost* da área da cessão onerosa como é que ele tem sido; e como é que o *lifting cost* se comporta durante o *ramp-up* destas FPSOs que estão entrando aí em operação este ano. Então, no final, a gente gostaria de ter uma ideia de, além do volume, o que esperar do lado de custos também. Obrigado.

Sr. Roberto: Bom dia Rodolfo. Eu vou responder a sua primeira pergunta e a segunda pergunta eu passar para o Capo responder, é uma pergunta mais específica. Nós estamos extremamente focados na geração de caixa e a tendência é que ela aumente, este é o nosso objetivo, tanto pela aceleração da produção de petróleo como pela redução de custos. Nós estamos trabalhando nas 2 frentes buscando reduzir custos tanto operacionais como custos administrativos, e esperamos, sem dúvida nenhuma, ter sucesso neste objetivo.

Com respeito ao Capex, realmente, ele está muito abaixo do que se esperaria dado que o nosso Capex anual foi orçado em quase US\$16 bilhões. E eu tenho que confessar que aí nós temos um problema, temos 2 questões: Primeiro, como eu tenho observado em períodos passados, a Petrobras tem o costume de superestimar o seu Capex orçado para o ano, o que é muito ruim porque cria expectativas que não se cumprem e, ao mesmo tempo, provoca problemas na administração financeira da companhia, o que é custoso e implica em desperdício na alocação de capital; por outro lado, existe também, pode estar refletindo uma lentidão interna na execução de compras. Estes assuntos vão ser discutidos nos próximos dias para que nós possamos corrigir os desvios em relação ao programado ou então reestimar o Capex para o ano, que, sem duvidar nenhuma, deve também ser mais elevado devido à nossa participação nos leilões previstos pela a ANP, inclusive dos excedentes da cessão onerosa.

Eu vou passar ao Capo agora e eu acredito que quanto mais produção, quanto maior a participação do pré-sal na nossa produção total, menor será *lifting cost*. Mas eu passo ao Capo, que terá, sem dúvida nenhuma, uma resposta muito melhor e muito mais especializada do que eu poderia lhe dar.

Sr. Capo: Bem, bom dia. A primeira coisa a citar sobre o *lifting cost*, certamente com a entrada aí do pré-sal, nós estamos trabalhando para abaixar este *lifting cost*, nas plataformas no pré-sal, e a gente tem se mantido aí em US\$10,00 por barril neste patamar e nós temos uma expectativa que a gente vai conseguir ficar abaixo de US\$10,00 à medida que a gente for colocando mais produção. Então, é nessa linha que nós estamos trabalhando para superar este patamar e ficar abaixo de US\$10,00.

Nós não costumamos quebrar o *lifting cost* do pré-sal e cessão onerosa e outros, mas na cessão onerosa você está vendo aqui que a gente está com um custo na extração do pré-salde US\$7,00 por barril em média. Na cessão onerosa o nosso custo menor que isto porque nós trabalhamos com plataformas próprias, então nós temos um custo menor também. Então, apesar de a gente não abrir este número, ele é menor que os US\$7,00 por barril que a gente tem na média do pré-sal.

Sr. Rodolfo: Ok, obrigado Roberto, obrigado, Capo.

Operadora: A próxima pergunta vem de Bruno Montanari, Morgan Stanley.

Sr. Bruno: Bom dia, obrigado por pegar as perguntas. Eu queria entender o *trend* dos poços nas novas plataformas. Na P74, os *flow rates* estão próximos aí a quase 40.000 barris por dia, o que é bem superior aos números que a gente estava acostumado em Lula e Sapinhoá. Esta deve ser a tendência de produtividade daqui para frente no pré-sal ou é algo que se aplica especificamente em Búzios e Libra, por exemplo? E, se de fato for a nova tendência, isto muda de alguma maneira a curva de Capex para os projetos daqui em diante?

A segunda pergunta é sobre o leilão dos excedentes. Eu entendo que vocês ainda não se pronunciaram sobre o direito de preferência, mas eu queria entender qual que é a linha de raciocínio da empresa para decidir participar deste leilão com força pensando nas reservas que a companhia já possui vis-à-vis investir em outras áreas exploratórias que possa ser menos custosas.

E uma terceira rápida é sobre BR Distribuidora. Queria entender qual foi o processo decisório de manter uma participação relevante e fazer o *follow-on* vis-à-vis vender eventualmente uma participação majoritária (ou total até) para um parceiro estratégico. Muito obrigado.

Sr. Roberto: Bruno, eu vou responder a segunda pergunta e a primeira vou deixar para o Capo responder. A decisão com respeito ao *follow-on* da BR ainda não foi tomada, nós estamos num estágio de estudos. Não temos ainda nenhuma definição de quanto vamos vender, de quanto vamos ficar ou se vamos fazer uma operação sequencial. Tudo vai depender da nossa avaliação no mercado e a avaliação estratégica.

A questão fundamental é que nós não temos as competências, nós somos uma companhia que é muito boa, é excelente na exploração e produção de petróleo, mas não temos as competências requeridas para um negócio de distribuição de combustíveis. Então, no fim do dia, nós vamos ficar com uma participação, mas que não será uma participação de controlador. Mas isso é um assunto que vai ser tratado posteriormente.

Também eu gostaria de esclarecer que, com respeito à BR, que a BR não participará no processo de compras de refinarias.

Passo agora ao Capo.

Sr. Capo: Bem, Bruno, bom dia. No que diz respeito à questão da produtividade do pré-sal e destes últimos poços que nós estamos tendo aí particularmente campo de Búzios e de Libra, a gente tem encontrado uma produtividade boa nesses poços, já estava dentro das nossas previsões a gente encontrar esta produtividade nestes poços, que está se confirmando. E em termos de Capex e como isto pode impactar o Capex, na verdade, nós já tínhamos contemplado isso, o que a gente faz é que a gente faz uma programação de entrada de poços em ondas porque a produção ela tem o declínio natural dela, então neste primeiro momento nós estamos com 4 poços na plataforma P74, mas depois, na medida em que a produção for declinando, a gente, para completar a capacidade da plataforma, a gente vai colocar mais poços.

Então, o Capex que a gente prevê para este sistema ele já está contemplado no PNG, ele vai se dar na forma que a gente já completou no PNG, então isso já estava pensado desta maneira, mas, de fato, a gente vem encontrando e até confirmando a produtividade boa que a gente tinha nesta região. Mas o Capex que está programado para lá ele já está previsto em função desta lógica de produção em ondas: primeiro 4 poços e depois a gente vai aumentando conforme a produção for declinando.

No que diz respeito ao leilão dos excedentes, ou seja, da cessão onerosa e também nos leilões programados para este ano e você mencionou sobre como é que vai ser a nossa prioridade, a nossa prioridade ela está sendo no pré-sal. A gente é competitivo no pré-sal e a gente pretende participar de uma forma bastante efetiva, eficaz e eficiente nas licitações do pré-sal, que retomaram desde 2017.

Então, nessas licitações a gente tem tido uma participação intensa, você está acompanhado, e a nossa ideia, a gente está analisando agora no que diz respeito ao exercício do direito de preferência da cessão onerosa, a gente ainda está avaliando internamente, a gente tem até o dia 17 de maio para tomar uma posição e a gente está na discussão interna e não temos uma posição para passar a este respeito. Mas o foco nosso é no pré-sal, esta é uma área importante para a nossa sustentabilidade e garantia do crescimento e manutenção de um patamar elevado de produção, que é o que a gente está buscando.

Sr. Bruno: Ótimo, muito obrigado.

Operadora: A nossa próxima pergunta vem de Luiz Carvalho, Banco UBS.

Sr. Luiz: Bom dia a todos, Andrea, bem-vinda, boa sorte, conte conosco. Eu tenho 3 perguntinhas aqui. Primeira, para o Roberto. Roberto, praticamente 6 meses à frente da companhia, a gente conversou antes eventualmente de você chegar até aí, se você pudesse fazer uma avaliação breve das principais dificuldades que vocês encontraram nesses últimos 6 meses e onde é que a gente pode eventualmente ter algum tipo de surpresa positiva daquilo que você imaginava quando você chegou aí.

A segunda pergunta é para o Capo. Capo, a gente tem visto logicamente a produção (e fico muito feliz com o *breakdown* que vocês deram aqui do número de poços já perfurados e completados, que a gente entende que tem, logicamente, um processo bem mais visível do ponto de vista de crescimento de produção) e eu queria entender quais são os riscos que vocês enxergam para este crescimento, para meta de 2,8 para este ano. Alguma parada programada para frente, algum problema daquele ponto de vista da corrosão dos *risers*? O quê que eventualmente pode colocar este 2,8 sob pressão?

E se me permitir fazer uma terceira para a Anelise, a gente tem visto o fator de utilização de refinarias próximo de 75%, que é relativamente mais baixo do que a gente via anteriormente rodando ali entre 80 e 85, e neste mesmo momento a Petrobras continua importando derivados. Eu queria entender qual é o sentido desta operação, de operar com as refinarias um pouco mais baixo quando você ainda tem o fator utilização em 75% e ainda precisa importar. E quando é que a gente pode esperar os *teasers* das unidades individuais? Obrigado.

Sr. Roberto: Luiz, bom dia. Primeiro lugar, uma correção: Eu não estou aqui há 6 meses, eu comecei no dia 3 de janeiro, então no dia 3 de maio eu completei 4 meses...

Sr. Luiz: Quase lá!

Sr. Roberto: [risadas]

Respondendo a sua pergunta, a Petrobras não me surpreendeu, e se me surpreendeu foi do lado positivo. Tem uma equipe muito boa, tem pessoas muito bem qualificadas, tem ativos de classe mundial no petróleo, principalmente, é claro, no pré-sal, mas outros também em águas profundas, tem tecnologia e isto me faz muito otimista quanto ao futuro, isto é muito motivador ter oportunidade e ter o privilégio de dirigir a maior companhia de petróleo da América Latina e que tem todo este potencial.

É claro que a Petrobras tem problemas, e nós somos muito francos a este respeito, o nosso lema aqui é transparência. A Petrobras ainda tem custos altos, tem endividamento ainda elevado, muito foi feito nestes últimos 4 anos, mas nós precisamos seguir em frente, precisamos criar valor para o acionista, o retorno sobre o capital empregado ainda é inferior ao custo de capital, nós temos que resolver isto,

temos que aumentar, através da melhor alocação de capital, aumentar o retorno sobre o capital empregado e é por isso que nós nos orientamos pelo conselho de dono natural.

O Bruno Montanari se referiu à BR Distribuidora. A BR Distribuidora é um negócio que nós não achamos que sejamos o dono natural, não somos nós os capazes de gerar o maior retorno possível, tem outros que provavelmente poderão fazer melhor do que nós, mas, assim mesmo, a BR Distribuidora está tendo oportunidade de melhorar bastante. Nós estamos mudando o *management* da BR Distribuidora, tem um novo CEO, tem várias iniciativas em curso lá que vão permitir que a BR tenha capacidade de executar melhor o seu potencial, porque ela também é uma companhia muito boa, tem 8500 postos aproximadamente espalhados pelo Brasil, tenham um *brand name* forte no Brasil, então pode fazer muito melhor do que tem feito até agora. E a Petrobras também. Eu acho que nossos melhores dias ainda estão à frente, e quando você ouve o relato do Capo sobre o pré-sal, sobre o crescimento da produção, dá para ficar bastante otimista.

Então, eu vou passar a sua segunda questão ao Capo e depois Anelise vai responder a terceira.

Sr. Capo: Oi, Luiz Carvalho, bom dia. Com respeito aos riscos da produção, ou seja, manutenção da meta de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia, nós já embutimos nesta meta, ou seja, as paradas programadas que a gente está prevendo para este ano. Então, na realidade, a gente tem uma concentração de paradas agora no primeiro trimestre, a gente espera também ter algumas paradas maiores aí no início do segundo trimestre, mas já numa produção mais elevada.

Então, já está tudo embutido no comportamento da produção, assim como os riscos que estão associados à nossa atividade, ou seja, toda esta parte que você falou dos dutos, risco de *risers*, na realidade, nós fazemos uma avaliação periódica e uma inspeção periódica de todos *risers*. Então, nós estamos com a perspectiva de alcançar esta meta de 2,8 já levando em consideração os riscos naturais da nossa atividade.

Eu vou passar aqui para Anelise.

Sra. Anelise: Luiz, com relação ao fator de utilização das refinarias, um primeiro ponto é que a Replan ela ficou parada até 25 de janeiro e isto impactou o primeiro tri. O segundo ponto, este fator de utilização ele também reflete a demanda por derivados no país. Então, a gente, com a produção nesta faixa, está conseguindo atender à demanda. A importação de diesel ela é específica, a gente tem um processo de importação e exportação de gasolina mais no sentido de troca de qualidade de produto, uma gasolina menos rica por uma gasolina mais ricas em octanagem, e não adianta você aumentar o *foot* só focando especificamente no aumento de um dos

derivados, né, o que pode acontecer é você aumentar produção de outros derivados que vão estar sem demanda no mercado.

Então, neste sentido, a importação de 80.000 barris por dia de diesel ela faz sentido econômico e atende ao processo nosso de otimização do nosso parque de refino.

Sr. Luiz: Está ok, superobrigado, pessoal.

Operadora: Próxima pergunta Pedro Medeiros, Citibank.

Sr. Pedro: Oi, bom dia a todos. Andrea, bem-vinda. Obrigado por pegar as minhas perguntas. Na verdade, eu tenho 3 perguntas também, algumas são bastante objetivas. A primeira delas eu queria, Capo, se você puder, por favor, focar um pouquinho mais sobre as expectativas de implantação de novos poços no campo de Roncador à luz da parceria que foi concretizada com a Equinor no ano passado. Como é que este projeto está caminhando, o quê que a gente pode ter de expectativa em termos de *timing*, potencial e como é que isto foi tratado no *guidance* de produção da empresa?

A minha segunda pergunta ela remete ao início aqui da sessão de perguntas e respostas quando Rodolfo perguntou sobre expectativas de investimento para 2019, e, Roberto, obrigado pela resposta sobre a revisão e a potencial superestimação do *guidance* para o ano, mas eu queria entender assim conceitualmente se a gente olhar para área de E&P da companhia e à luz dos dados que vocês apresentaram agora nesta teleconferência sobre o total de poços que já foram perfurados e completados, se quando a gente olha para o investimento na área de E&P ao longo dos próximos trimestres, conceitualmente a gente não deveria enxergar até uma tendência de queda nestes dispêndios em termos trimestrais, tanto para o ano de 2019 quanto para o ano de 2020?

Então assim, o que você puder comentar conceitualmente para a gente gerenciar um pouquinho a nossa expectativa, isto é uma fonte bastante importante de geração de caixa, a expectativa de geração de caixa para a companhia tanto neste ano quanto o ano que vem.

E a minha última pergunta, na verdade, é bastante objetiva. Na apresentação eu não vi nenhuma menção sobre o progresso da negociação do campo de Marlim e uma participação no Comperj com a CNPC, conforme foi anunciado em novembro do ano passado. Então, o que vocês puderem passar de cor sobre o progresso desta negociação eu agradeço, obrigado.

Sr. Capo: Pedro, bom dia. Eu vou comentar aqui sobre as expectativas da implantação de novos poços no campo de Roncador através desta parceria estratégica que nós

fizemos com a Equinor. Nós temos feito um trabalho grande, nosso propósito continua o mesmo, de a gente aumentar o fator de recuperação do campo de 28% para 34%, e este ano nós estamos fazendo exatamente o detalhamento e planejamento o junto com a Equinor para a gente chegar nessa meta de aumentar o fator de recuperação.

Este ano de 19 ele está dedicado à gente detalhar estes projetos e nós devemos, então, ter um *guidance* para o campo em si a partir de 2020. Então, este é um trabalho demorado, é um trabalho importante na medida que a gente precisa ter um aprofundamento do conhecimento dos reservatórios que a gente está conseguindo fazer através desta parceria.

Sobre expectativa de investimentos para 2019, o Roberto já comentou, ou seja, a gente certamente está trabalhando em otimização, isto é algo contínuo aqui na empresa, mas lembrando também que a gente está mantendo este *guidance* de investimento para 2019 até na perspectiva também do nosso PNG ele não prevê investimentos em *bids*, e este ano, em particular, estão acontecendo 3 licitações da Agência Nacional do Petróleo, que são a décima sexta de concessão, a sexta rodada de partilha e também a do excedente da cessão onerosa.

Então, a gente certamente está trabalhando buscando otimizações, mas estamos mantendo o *guidance* de 2019 de Capex, mas, na lógica interna, lógico, buscando sempre eficiência, claro.

Sobre a questão da negociação do campo de Marlim e também no combinado com o Comperj e CNPC, com a CNPC a gente tem uma negociação e a gente vai até o segundo semestre, ou seja, os trabalhos continuam com a CNPC e a gente, então, até o segundo semestre não tem ainda uma posição para passar nesse momento de como isto vai evoluir porque a gente está fazendo estudos conjuntos das melhores alternativas de investimentos de lado a lado.

Sr. Pedro: Está ótimo, maravilha. Obrigado pelas respostas.

Operadora: Obrigada a todos. Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas deste *webcast* e teleconferência. Com a palavra, o Presidente Roberto Castello Branco para seus comentários finais. Por favor, presidente.

Sr. Roberto: Eu gostaria de agradecer a todos por terem participado na nossa conferência telefônica.

Nós esperamos voltar no próximo trimestre com melhores resultados. A busca contínua pela geração de valor é uma rotina na companhia e eu acredito firmemente, como eu disse, que os nossos melhores dias ainda estão por vir, e nós estamos trabalhando arduamente todos nós aqui na consecução deste objetivo.

Obrigado a todos, até mais.

Operadora: Obrigada. Senhoras e senhores, o áudio desta teleconferência para *replay* estará disponível no site de relações de investidores da companhia, no endereço: www.petrobras.com.br/ri.

Lembramos a todos que na sequência teremos uma edição deste *webcast* e teleconferência em inglês. Muito obrigada pela sua participação e tenham um bom-dia.

2ª Teleconferência (original em inglês)
Petrobras
Resultados do Primeiro Trimestre de 2019
8 de maio de 2019

Operador: Bom dia senhoras e senhores. Sejam bem-vindos ao webcast e teleconferência da Petrobras com analistas e investidores sobre os resultados do primeiro trimestre de 2019.

Gostaríamos de informar que os participantes acompanharão a transmissão pela internet e telefonarão apenas como ouvintes. Após uma introdução, será iniciada uma sessão de perguntas e respostas, na qual serão fornecidas as instruções sobre como participar. Se você precisar de ajuda durante a teleconferência, ligue para o operador discando *0.

Vamos começar ouvindo o **Presidente da Petrobras, Sr. Roberto Castello Branco**, com os principais destaques dos resultados. Depois, as perguntas dos participantes serão respondidas. A apresentação ficará disponível durante todo o webcast e no site de Relações com Investidores da empresa.

Estão conosco hoje:

- **Sr. Roberto Castello Branco - Presidente da Petrobras;**
- **Sra. Andrea Almeida - Diretora Financeira e de Relações com Investidores;**
- **Sra. Anelise Quintão Lara - Diretora de Refino e Gás Natural;**
- **Sr. Carlos Alberto Pereira de Oliveira - Diretor de E&P;**
- **Sr. Eberaldo de Almeida - Diretor Executivo de Assuntos Corporativos;**
- **Sr. Rafael Mendes Gomes - Diretor de Governança e Compliance;**
- Assim como outros executivos da empresa.

Por favor, Sr. **Roberto**, prossiga.

Sr. Roberto Castello Branco: Bom dia aos que estão no lado oeste do Atlântico, boa tarde aos do lado leste do Atlântico e boa noite aos que estão na Ásia, Austrália e região do Pacífico Asiático.

Estamos muito satisfeitos em apresentar o desempenho da Petrobras no primeiro trimestre de 2019. Não foi um trimestre brilhante, claro, mas há melhorias muito boas do lado da gestão da dívida, o processo de desalavancagem continuou, alongamos o prazo médio da dívida, reduzimos nossas disponibilidades de caixa para melhorar a alocação de capital, e eu vou falar por alguns minutos e depois deixar a palavra com o Capô, nosso Diretor de E&P, porque ele tem boas notícias para vocês em termos de produção.

Bem, na frente estratégica, fizemos vários avanços na execução de nossos 5 pilares estratégicos. Em termos de gestão de portfólio, anunciamos transações envolvendo US\$ 11,3 bilhões, entre elas a venda da TAG, o gasoduto e o fechamento da operação da refinaria de Pasadena, no Texas - que é muito simbólica, muito importante para nós, representa o olhar para um passado trágico da Petrobras - e em termos de futuro, tivemos vários outros ativos para o nosso programa de alienação e acho que eles contribuíram para melhorar a alocação de capital a fim de aumentar o retorno sobre o capital empregado. Eles permitirão nos desalavancarmos ainda mais e, no caso das refinarias, corrigir o que consideramos uma anomalia: o fato de a Petrobras, sozinha, possuir 98% da capacidade de refino do Brasil. E com certeza isso contribuirá para aumentar nosso retorno sobre o capital empregado para estimular o aumento da eficiência em nossa empresa.

Estamos iniciando uma busca incessante por custos mais baixos, começando a nos concentrar nos resultados imediatos, vários deles já abordados nos primeiros 4 meses do ano. Em termos de meritocracia, nosso Conselho de Administração aprovou um programa de remuneração variável para alinhar as metas dos executivos e acionistas no sentido de contribuir para maximizar a criação de valor na empresa. Começamos a trabalhar em um programa de EVA. Nosso objetivo é fazer com que todos os funcionários dessa empresa - independentemente de sua posição - se sintam como empreendedores para gerar valor para seus próprios negócios. Como todos nesta empresa, cada funcionário é o dono de uma pequena parede na expansão dos seus negócios, criando valor para o seu pequeno negócio.

Conseguimos implementar uma reforma administrativa para ter mais flexibilidade e rapidez no processo decisório e aumentar a responsabilidade entre nossos executivos.

Pois bem, encerrarei meus comentários enfatizando nosso foco na segurança de nossas operações. Estamos iniciando um programa que envolve o treinamento de 180.000 pessoas, incluindo nossos próprios funcionários e funcionários dos fornecedores, a fim de maximizar a segurança de nossas operações.

Também estamos nos concentrando no combate ao crime, como o roubo de nossos dutos, de nossos dutos de combustíveis e oleodutos. Isso tem aumentado em nossas operações no Brasil e estamos usando nossas equipes de inteligência, em estreita cooperação com a polícia de vários estados e com a polícia federal do Brasil, no uso de equipamentos como sensores e drones e assim por diante para sermos bem-sucedidos no combate ao crime.

Definitivamente não queremos ter um acidente como aconteceu no México há alguns meses.

Muito bem, concluo meus comentários dizendo que nossos melhores dias ainda estão por vir. Acreditamos firmemente que estamos no caminho certo para maximizar valor. Dito isso, vou passar para o Capo para seus comentários sobre produção e custo de produção.

Sr. Carlos Alberto Pereira de Oliveira (Capo): Bom dia, boa tarde e boa noite. Vou apenas dizer algumas palavras sobre a produção, mas a primeira coisa que eu gostaria de falar é que estamos mantendo inalterada nossa meta de produção de petróleo prevista para 2019 em 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

No primeiro trimestre de 2019 tivemos uma produção menor em comparação com o primeiro e quarto trimestres de 2018, e foi principalmente devido ao desinvestimento que tivemos no campo de Roncador e também a venda de 8% de nossa participação na operação dos Estados Unidos - a empresa que temos lá, a Petrobras America - e também enfrentamos alguns atrasos no início das operações de nossos sistemas de gás na nova plataforma, novas unidades que colocamos em operação, e também temos alguma concentração neste primeiro trimestre de 2019 em paradas de manutenção.

Mas com a entrada em operação dessas 7 novas unidades de produção, P74, 75, 76, 77 do campo de Búzios e P67 e 69 e também da FPSO Campos dos Goytacazes, 7 unidades nos últimos 11 meses, estamos na fase de *ramp-up* nessas unidades e isso com certeza pode nos garantir que ainda podemos manter nossa previsão de meta de petróleo inalterada para o 2019, os 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

Em abril, voltamos ao mesmo nível de produção do último trimestre de 2018, quando consideramos a mesma base de ativos, quero dizer, não consideramos os desinvestimentos que fizemos em 2018. E também é importante mencionar que no dia 2 de maio, 12 meses após o primeiro óleo, concluímos o *ramp-up* da plataforma P74, e

essa plataforma está produzindo agora em sua capacidade máxima de 150.000 barris de petróleo por dia, com 4 poços em produção.

Sendo assim, com base na perspectiva que já temos em abril, vemos que nos últimos 10 dias após a entrada deste novo poço, nos últimos 10 dias estamos produzindo cerca de 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia e em maio estamos produzindo mais de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia e com tendência de alta. A produção continua crescendo e estamos nesse ritmo para manter nossa meta para o ano, nossa meta de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

Isso é o que eu queria dizer por agora.

Sra. Anelise Lara: Eu acredito que podemos abrir para perguntas agora.

Sessão de perguntas e respostas

Operador: A sessão de perguntas e respostas será iniciada agora. Cada participante estará limitado a no máximo 2 perguntas. As perguntas devem ser feitas consecutivamente e pedimos que não use o viva-voz.

Para fazer uma pergunta, tecle estrela 1. Para remover sua pergunta da fila de perguntas, tecle asterisco 2.

Nossa primeira pergunta vem do André Hachem, do Itaú BBA.

Sr. Hachem: Bom dia, obrigado pelas perguntas. Minha primeira pergunta é em relação à produção.
Olá?

Sr. Capo: Sim, estamos ouvindo.

Operador: Pode continuar.

Sr. Hachem: Bom dia. Você pode me ouvir?

Sr. Castello Branco: Sim, podemos, prossiga.

Sr. Hachem: Sim, bom dia. Obrigado pelas perguntas. Eu tenho 2 perguntas. A primeira é em relação à produção. O Capo mencionou que os desafios relacionados ao *ramp-up*

para a plataforma P74 foram superados e a unidade já está operando a plena capacidade em apenas 12 meses. Eu gostaria de entender se seria razoável presumir a mesma taxa de *ramp-up* para as novas unidades ou se poderia ser uma taxa de *ramp-up* ainda menor para as novas unidades, dada a curva de aprendizado desta primeira unidade.

Eu também gostaria de entender se, em relação à bacia de Campos, o que poderia ser feito para reduzir as taxas de esgotamento que temos visto nos últimos meses?

Minha segunda pergunta é em relação à compensação pelo diferimento da produção na cessão onerosa. Na visão da Petrobras, será um pagamento em dinheiro? E isso está considerado na meta de desalavancagem de 1,5 vezes a dívida líquida em relação ao Ebitda? Obrigado.

Sr. Capó: Olá André. Sobre a produção, sim, nossa expectativa agora é que aprendemos algo sobre a P74 e, é claro, as primeiras unidades que entraram em operação e a inauguração dos sistemas de gás. Eles são muito complexos, diferentes das unidades que tínhamos antes no pré-sal, e com esse aprendizado o que podemos dizer é que vamos avançar agora com o *ramp-up* dessas unidades e temos que sustentar o crescimento da produção para o ano.

Bacia de Campos. Sim, tivemos muitos esforços na bacia de Campos, na última apresentação de nossos resultados, no quarto trimestre de 2018, mencionamos que para a bacia de Campos não estamos trabalhando apenas com a Equinor e outras empresas em parcerias estratégicas para termos mais petróleo desses campos, particularmente em Roncador, mas ao mesmo tempo estamos trabalhando para ter mais petróleo dos novos poços que vamos colocar em operação nas plataformas antigas que temos lá. Ao mesmo tempo, estamos comprando algumas áreas exploratórias com muitos extras que estamos mantendo no programa de sustentabilidade na bacia de Campos, nossa intenção é manter a produção nos próximos anos no mesmo nível que temos hoje.

Sobre a compensação da cessão onerosa, você poderia perguntar de novo? Porque eu não ouvi sua pergunta completa.

Sr. Hachem: No que diz respeito à compensação da produção da cessão onerosa, na sua opinião, isso será um pagamento em dinheiro? E você está considerando isso para atingir a meta de alavancagem de 1,5 vezes a relação entre dívida líquida e Ebitda?

Sr. Capó: Tudo bem. Sobre a compensação, não, não estamos considerando isso em nossa meta. Essa compensação é algo que vai ser definido pelos sócios que vão entrar na área, então haverá uma licitação no final deste ano para que os novos reguladores

da concessão da área estabeleçam uma negociação para definir qual será a compensação.

Mas a compensação não é algo que está aberto. Na verdade, está definido (e muito bem definido) pela resolução do CNPE e também por outro complemento que foi feito pelo Ministério da Energia no Brasil. Sendo assim, os parâmetros dessa compensação estão definidos, a única coisa que ainda não está definida e que tem que ser negociada é o que será produzido no campo nos próximos anos, em cada campo nos próximos anos após a licitação.

Sr. Hachem: Essa compensação será em dinheiro ou poderia ser, por exemplo, em barris que não estamos tomando da produção?

Sr. Capó: Não, faz parte da negociação entre os parceiros.

Sr. Hachem: Ok perfeito, muito obrigado.

Operador: Nossa próxima pergunta vem de Frank McGann, Bank of America.

Sr. McGann: Sim, bom dia. Apenas em termos de suas metas de produção de longo prazo, claramente, conforme olhamos para o gráfico na página 30 da apresentação de slides, você tem várias unidades que foram definidas para além de 2020, mas muito disso não foi contratado e ainda é menos claro como você está pensando no crescimento da produção a longo prazo.

Você obviamente tem recursos que são muito, muito grandes que poderiam ser desenvolvidos ao longo do tempo e aumentar a produção, mas como você está pensando no equilíbrio entre suas outras metas de lucratividade e de balanço e crescimento de longo prazo na produção? Como você vê isso acontecendo e quais seriam as oportunidades que poderíamos ter para um crescimento potencial de produção adicional?

E depois, em segundo lugar, em termos de rentabilidade das unidades de exploração e produção, a cessão onerosa não tem nenhum imposto de participação especial, então deveríamos pensar em um *ramp-up* mais rápido agora na lucratividade geral como resultado disso?

Sr. Capó: Muito bem, Frank, sobre as expectativas de longo prazo para a produção, na verdade, estamos mantendo os mesmos níveis de produção que anunciamos quando elaboramos nosso plano de negócios para 2019 e 2023. Então, até que tenhamos outro plano estratégico, temos os mesmos níveis, as mesmas metas para a produção nesses anos, para os próximos anos.

E em termos de rentabilidade para a cessão onerosa, com certeza com essa produtividade e os níveis que estamos tendo nesses poços, temos boa rentabilidade, mas ao mesmo tempo também está planejado em nosso plano de negócios para os anos de 2019 e 2023. Eu poderia te dar a mesma resposta que eu dei para a produção para os próximos anos.

Então, está tudo incluído, e nós realmente temos uma boa rentabilidade nesses campos que estão relacionados ao contrato de cessão onerosa, mas já incluímos essa lucratividade em nossas perspectivas futuras que temos para a Petrobras.

Sr. McGann: Ok, obrigado.

Operador: A próxima pergunta vem de Régis Cardoso, Credit Suisse.

Sr. Cardoso: Bom dia Roberto, Anelise, Capo, demais diretores, também saúdo a Andrea, desejamos boa sorte nesta sua nova missão, e também se a Carla estiver na linha, gostaria de dar as boas-vindas a ela.

Eu tenho algumas perguntas, boa parte são atualizações. Tentarei ser breve. Uma delas é em relação ao aumento da produção, que provavelmente é melhor o Capo responder. Parece-nos que os 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia mencionados no *release* da última semana de abril provavelmente se referiria a algo em torno de 2,1 milhões de barris diários de produção de petróleo no Brasil, e que você ainda teria outros 400.000 barris por dia para aumentar a produção existente que já é líquida do seu desinvestimento em Tartaruga.

Então, eu queria saber se você pode comentar sobre esses números, se você acredita que eles estão corretos, seria 2,1 de óleo com um possível *ramp-up* de mais 0,4 em plataformas existentes. E também, quais você acredita que seriam os principais riscos para esse *ramp-up*, se é início de operação de gás ou é outra coisa?

Além disso, a segunda pergunta seria para a Anelise e diz respeito à venda de refinarias, se você já tem uma visão clara sobre se é possível vender refinarias individuais e se venderia a logística associada, porque essa logística é frequentemente compartilhada entre mais de uma refinaria.

E apenas algumas atualizações muito rápidas, uma delas em relação ao pagamento de JCP. A empresa tem sido muito enfática sobre a desalavancagem, vocês não estavam... Quero dizer, por que anunciar agora essas distribuições antecipadas? Ademais, também uma pergunta de atualização sobre a baixa execução do Capex, se você tem algum exemplo de por que o Capex no trimestre ficou muito abaixo do que você tinha originalmente orçado? Obrigado.

Sr. Capó: Olá Régis, bom dia. Sobre o *ramp-up* da produção e também sobre o desinvestimento do campo de Tartaruga, estamos mantendo a meta, a meta de 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia mesmo com o desinvestimento no campo de Tartaruga que anunciamos recentemente, e no Brasil estamos produzindo mais de 2,1 bilhões de barris de petróleo por dia e vamos aumentar essa produção após o *ramp-up* das novas unidades. E os riscos, consideramos os riscos necessários em nossa gestão de risco da produção e também incluímos qualquer risco que seja natural para nossa atividade.

Sendo assim, a entrada do gás em operação é algo que aprendemos muito quando começamos a produção da P74, e já usamos esse aprendizado na entrada em operação dos sistemas de gás nas outras plataformas que estão iniciando. Portanto, com base nisso, mantemos o objetivo e a meta da produção de petróleo para o ano, com base no que mencionei agora.

Sra. Andrea Almeida: Talvez eu tente cobrir a Anelise, ela teve que sair. Teremos um *teaser* que estará no mercado no final de junho e teremos detalhes sobre as vendas das refinarias. A ideia é fazer as vendas individualmente e apenas juntar os oleodutos, eles estão realmente conectados à refinaria. Essa é a ideia, mas teremos mais detalhes em junho.

E cobrindo os dividendos ou os juros sobre capital, a ideia é enquanto estamos estivermos nos desalavancando. E acredito que ainda temos muito a fazer, a ideia é pagar os dividendos mínimos que, de alguma forma, somos obrigados por lei, e depois que atingirmos a meta, acreditamos que poderemos pagar mais aos investidores. Essa é a ideia.

Sr. Castello Branco: Mais uma vez, gostaria de salientar que o Brasil é um dos poucos países do mundo que tem um dividendo mínimo obrigatório. É claro que é uma distorção, não somos uma concessionária de serviços públicos, somos uma companhia de petróleo sujeita a volatilidade de preço e fluxo de caixa, mas cumprimos a lei, pagaremos dividendos, pagaremos o dividendo mínimo estabelecido em lei.

Acreditamos e temos uma forte esperança de que, no futuro, a lei dos mercados de capitais no Brasil seja modernizada.

Sr. Cardoso: Obrigado. Se vocês me permitirem apenas algumas atualizações. Com relação aos juros sobre capital, se eu entendi corretamente, você continuará fornecendo distribuições intermediárias de dividendos e juros sobre capital próprio. E também em relação à questão do Capex, se você tiver algum exemplo de porque a execução estava abaixo do orçamento. E, finalmente, para o Capó, parece que você tem um inventário de poços perfurados que está bem adiantado em relação à data do primeiro óleo para as FPSOs, se é esse o caso e porque isso acontece. Obrigado.

Sr. Castello Branco: André, temos uma longa lista de tarefas. Um item é estabelecer uma política de dividendos muito clara e divulgá-la ao mercado. Ainda estamos realizando este processo.

Sr. Capó: André, sobre a questão do Capex, como havíamos enfrentado esse atraso na entrada em operação dos sistemas de gás, ao mesmo tempo adiamos a construção de alguns poços e, com certeza, a interligação desses poços às plataformas. Sendo assim, essa é a razão pela qual tivemos essa redução no Capex do primeiro trimestre, principalmente para as P70: a 74, 75, 76 e 77 do campo de Búzios.

Ao mesmo tempo, já estamos retomando a perfuração e a conclusão desses poços e estaremos prontos para aumentar as inaugurações nos próximos meses, e é por essa razão que vamos aumentar a produção, em grande parte veremos produções mais elevadas no próximo semestre a fim de manter a meta dos 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2019.

Operador: Nossa próxima pergunta vem do Christian Audi, Santander.

Sr. Audi: Obrigado Roberto, bem-vindas Andrea e Carla. Eu tenho 2 perguntas. A primeira sobre o retorno sobre o capital empregado e a segunda sobre a geração de fluxo de caixa. Roberto, no retorno sobre o capital empregado, a empresa já declarou uma meta de 11% no médio prazo, que eu acho muito positiva, não são muitas empresas de petróleo no mundo que fazem isso. Minha pergunta é: Dado o seu recente anúncio de que você está tentando vender as oito refinarias, que eu acho que teria um retorno menor sobre o capital empregado nos ativos de exploração e produção, você acha que poderia realmente superar essa meta em um período de tempo mais curto do que o inicialmente estabelecido no plano, ou acha que 11% é realmente uma meta ambiciosa o suficiente para você neste momento?

A segunda pergunta tem a ver com a geração de fluxo de caixa. Mesmo neste trimestre, ele permaneceu forte, dado o que você e o Capó estão dizendo sobre o crescimento da produção. Você espera que esse fluxo de caixa continue crescendo? Sendo assim, você pode falar um pouco sobre o Capex, se você acha que os níveis atuais podem realmente aumentar ou diminuir e, portanto, obviamente impactar essa geração de fluxo de caixa?

Sr. Castello Branco: Bem, creio que há 3 perguntas, obrigado por perguntar, Christian. Primeiramente, o retorno sobre o capital empregado, a meta de 11% é com certeza agressiva porque, pelo menos nos últimos anos, estivemos longe disso. Mas acredito que é viável, não é fácil, e quando foi anunciada ela não era apoiada por iniciativas que nos permitiriam atingir essa meta. Agora estamos lançando várias iniciativas em termos de desinvestimentos e cortes de custos que tornarão isso possível.

Mas ainda acredito que não será fácil. Portanto, não queremos prometer demais e não entregar. São 11%, é uma boa meta e iremos atrás dela com muito empenho.

Sua outra pergunta estava relacionada à geração de fluxo de caixa. Sim, é nisso que estamos focados, no aumento da geração de fluxo de caixa para a aceleração da produção de petróleo e gás, o Capex explicou sobre isso e o corte de custos.

E a terceira pergunta foi sobre o Capex. Vamos rever internamente o Capex, é provável que esteja superestimado para o ano e vamos analisar por que estamos com baixa utilização do Capex, se é um problema de superestimação ou se é uma questão de estarmos lentos em aquisições, no processo interno de desembolsos ou quanto dele é obtido através de reduções de custos na aquisição de equipamentos e peças. Então, ainda é uma questão a ser analisada.

No momento, não posso dar uma boa resposta sobre isso. Vamos analisá-lo e, depois dessa revisão, acredito que seremos capazes de fornecer uma boa resposta sobre esse assunto.

Sr. Cardoso: Ok, obrigado Roberto. E você planeja anunciar a atualização do plano estratégico? Eu acho que é onde você abordaria esse Capex, ou você já tem uma ideia do momento em que você faria a próxima atualização do seu plano estratégico, ou ainda não?

Sr. Castello Branco: Bem, estamos fazendo isso gradualmente. Como vocês viram, lançamos um plano de resiliência que agregou diversos ativos ao nosso portfólio de desinvestimentos, anunciamos a meta de redução de custos de US\$ 8,1 bilhões nos próximos 5 anos. Poderia ser mais, a depender da velocidade de implementação do programa de transformação digital. Quando revisarmos o orçamento do Capex para 2019, divulgaremos se precisarmos reduzir ou aumentar, mas, de qualquer forma, o orçamento do Capex não inclui nossos gastos com os leilões que acontecerão no segundo semestre deste ano.

Sr. Cardoso: Ok, obrigado.

Operador: A próxima pergunta vem do Vicente Falanga, Bradesco BBI.

Sr. Falanga: Muito obrigado. Em primeiro lugar, parabéns à empresa e ao Departamento de Relações com Investidores pelos dados adicionais divulgados no comunicado de imprensa. Os dados são realmente úteis para interpretação e modelagem.

Eu tinha só 2 perguntas aqui. Em primeiro lugar, Roberto, foi anunciado que a Petrobras pretende substituir a participação dos funcionários nos lucros por bonificação com base em determinadas metas. Achamos, obviamente, que a ideia é muito positiva para alinhar o interesse dos acionistas com o dos funcionários. Por outro lado, com base no que lemos nos meios de comunicação, alguns representantes sindicais são obviamente contra, alegando que não seria legalmente possível para a empresa fazer isso.

Minha pergunta é: Qual é a convicção legal da Petrobras de que poderia implementar essa mudança? E então, a minha segunda pergunta: Quando a Petrobras estima que poderia vender a participação adicional de 10% em NTN e NTS? Isso poderia acontecer em breve? Muito obrigado.

Sr. Castello Branco: Em primeiro lugar, em relação ao programa de remuneração, ele está implementado, todo mundo conhece as metas e todos estão cientes disso. Nosso departamento de Recursos Humanos tem feito o trabalho e está vigente. Para 2020, será modificado para incluir o EVA. O programa EVA está sendo implementado. Estamos trabalhando muito nisso. Há alguns dias tivemos o início oficial dos trabalhos do EVA com um discurso do Joe Stan - um dos fundadores do EVA - em conjunto com Bennett Stuart. Ele veio ao Brasil especificamente para este evento e nossas equipes estão trabalhando com a gestão de valor do Stan na implementação destes importantes programas.

Sua segunda pergunta é sobre?

Sr. Falanga: Você mencionou, Roberto, no comunicado de imprensa que a Petrobras poderia vender a participação adicional de 10% na NTN e NTS.

Sr. Castello Branco: Sim, vamos vender. Vamos vender o mais rápido possível os 10% restantes na NTS e TAG. Em primeiro lugar, vamos fechar o negócio com a Engie e a Caisse de Dépôt e, em seguida, iniciaremos os esforços para vender ambas as nossas participações nestas duas empresas de gasodutos.

Sr. Falanga: Perfeito. Muito obrigado.

Operador: A próxima pergunta vem do Gabriel Francisco, XP Investimentos.

Sr. Francisco: Olá a todos, obrigado por responder minhas perguntas. Minha primeira pergunta é sobre os resultados de refino. Desde que a empresa começou a implementar *hedges* com o propósito declarado de amortizar os efeitos da volatilidade, o efeito final é que as margens de refino não se recuperaram efetivamente aos níveis pré-*hedge*, elas tiveram um desempenho particularmente inferior aos resultados anteriores.

Eu queria entender melhor o que está acontecendo nessa frente, quais são os custos envolvidos na prática desses *hedges*, pois no meu entendimento eles pretendem amortizar o efeito da volatilidade do preço do petróleo, mas a empresa continua anunciando em seus resultados que as margens de refino foram menores devido a um maior efeito dos estoques no inventário. Essa é a minha primeira pergunta.

Minha segunda pergunta se refere ao segmento ANP. Eu queria entender a lógica do investimento em águas profundas em Sergipe, que é esperado no plano de negócios. Dada a métrica da empresa de focar no pré-sal, eu queria entender as particularidades desses investimentos que justificam qualquer investimento. Muito obrigado.

Sra. Almeida: Então, posso começar a responder à pergunta sobre o *hedging* e o impacto nos resultados das refinarias. Na verdade, o *hedging* que estamos fazendo é efetivamente no sentido de lidar com a paridade de importação. Então, sempre que estamos estabelecendo um preço fixo para o mercado, estamos nos protegendo para manter a paridade de importação.

Sendo assim, a volatilidade no Ebitda que você vê nos resultados de refino, na verdade, o motivo está mais relacionado ao custo do petróleo que eles estão usando sempre que processam. Então vemos no 4T uma queda na geração de Ebitda e isso se deve a eles estarem usando, com certeza, petróleo dos trimestres anteriores, quando o petróleo estava muito mais alto.

No próximo trimestre, assim como no primeiro trimestre de 2019, vemos uma melhora e eles ainda estão certamente usando o petróleo de custo mais alto, mas não tão impactados quanto o 4T, e aumentaram o volume de vendas, então eles tiveram uma melhora no resultado. Mas eu não diria que existe uma conexão com o *hedging*, porque o *hedging* é apenas para manter a paridade de importação. Acredito que o modo como as refinarias funcionam e a diferença entre os preços do petróleo que eles usam em seu processamento é o maior impacto.

Eu passo para o Capô.

Sr. Capô: Gabriel, obrigado pela pergunta. Sobre a justificativa do investimento em águas profundas em Sergipe, nossa estratégia em E&P, somos empresa de águas profundas e ao mesmo tempo essa é uma nova província que tivemos a ideia de investir, mas ao mesmo tempo temos que lembrar que Sergipe também está no nosso programa de parceria. Queremos investir lá como uma nova fronteira, e sempre fazemos isso com os parceiros que temos atualmente neste processo, mas com certeza há uma justificativa nisto porque somos uma empresa de águas profundas e trabalhamos no pré-sal, trabalhamos na bacia de Campos, onde temos quase 40% de

nossa produção. Não é pré-sal, mas também é muito importante para a nossa produção e também é importante para a crescimento da nossa produção.

Na Bacia de Campos, por exemplo, introduzimos esse conceito para trabalhar em parcerias estratégicas no campo de Roncador, por exemplo, com a Equinor, e também estamos comprando algumas áreas, novas áreas para explorar a bacia de Campos. Então, a lógica é muito clara, nossa perspectiva é trabalhar em águas profundas, é aí que temos a capacidade e os recursos necessários para isso, e também, ao mesmo tempo, como essa é uma nova área de fronteira, vamos fazer isso com um parceiro lá.

Sr. Francisco: Certo, obrigado Anelise e Capo, ficou muito claro.

Operador: Obrigado a todos. Neste momento, encerramos a sessão de perguntas e respostas do webcast e teleconferência da Petrobras. O Sr. Roberto Castello Branco fará agora suas considerações finais. Por favor, senhor.

Sr. Castello Branco: Gostaria de agradecer a todos pela participação em nossa teleconferência hoje. É sempre um prazer falar com vocês e, como eu disse, nossos melhores dias ainda estão por vir, temos ativos de classe internacional, temos uma equipe forte, altamente comprometida em fornecer valor, e temos tecnologia. Estes são os pontos principais da nossa estratégia e faremos isso. Obrigado.

Operador: Obrigado. Senhoras e senhores, o áudio desta teleconferência estará disponível no site de relações com investidores da Petrobras: www.petrobras.com.br/ir. Muito obrigado pela sua participação e tenham um ótimo dia.