

**Local Conference Call
Petrobras
Resultados do Segundo Trimestre de 2019
2 de agosto 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 segundo 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.

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 Lara, Diretora de Refino e Gás Natural;
- O Sr. Carlos Alberto de Oliveira, Diretor de Exploração e Produção;
- O Sr. Eberaldo de Almeida, Diretor de Assuntos Corporativos;
- O Sr. Roberto Ardenghy, Diretor de Relacionamento Institucional;
- E demais executivos da companhia.

Iniciaremos ouvindo o Presidente da Petrobras, Sr. Roberto Castello Branco com os principais destaques do resultado, e informamos que a apresentação permanecerá disponível ao longo do *webcast* e no site de relações com investidores da companhia.

Por favor, Sr. Roberto.

Sr. Roberto Castello Branco: Bom dia a todos. É com muita satisfação que nós apresentamos hoje os principais destaques da *performance* operacional e financeira da Petrobras no trimestre que passou, segundo trimestre de 2019.

Em termos operacionais, nós tivemos alguns problemas com o *ramp-up*, mas o importante é que nós estamos na direção certa, o pré-sal cresce a sua produção, é claro que na Bacia de Campos nós temos problemas associados à depressão, que é um fenômeno natural nos depósitos minerais o envelhecimento, mas, como depois vai ser mostrado, nós estamos investindo US\$21 bilhões para a recuperação dos campos da Bacia de Campos para deter este declínio.

O pré-sal é extremamente importante para a Petrobras, e isso pode ser evidenciado, por exemplo, pelo aumento da geração de caixa por barril de óleo equivalente. Mesmo com os preços do petróleo ligeiramente em declínio, se nós compararmos a média para 2018 com a média de preço de petróleo para o primeiro semestre de

2019, nós observamos, por exemplo, no segundo trimestre, que cada barril de óleo equivalente gerou um Ebitda de US\$33,50 contra US\$29,00 em média no ano passado.

Os resultados da Petrobras estão um pouco difíceis, eu diria, de entender porque nós temos vários fatores não recorrentes decorrentes de desinvestimentos, temos IFRS 16, as regras do IFRS 16, então, se nós considerarmos os fatores não recorrentes, nós tivemos um lucro recorde na história da Petrobras de R\$18,9 bilhões. Se nós excluimos todos esses fatores, o nosso lucro foi mais modesto, de R\$5,3 bilhões. Como sou conservador por natureza, eu considero o lucro para mim de 5,3 bilhões.

Nós tivemos avanços no processo de desalavancagem da companhia, como eu já disse, o nosso objetivo é reconquistar o *investment grade rating*, nós tivemos algum avanço no retorno sobre capital empregado, mas ainda estamos muito longe do que nós pretendemos alcançar.

Isso mostra que é imperioso, por um lado, a melhoria da alocação de capital ao mesmo tempo em que temos que reduzir o endividamento, e, nestes primeiros 7 meses do ano, a nossa agenda transformacional baseada nos 5 pilares estratégicos registrou avanços: os desinvestimentos alcançaram US\$15 bilhões com destaques para a venda da TAG, para o gasoduto TAG; e a transação de venda de ações da BR Distribuidora, foi a primeira privatização da história do Brasil efetuada via mercado de capitais, que é a forma mais saudável de venda de empresas; nós temos ainda um amplo *pipeline* de desinvestimentos, assinamos 2 acordos com o CADE, que abrem os mercados de refino e de gás natural para a competição – como eu já falei diversas vezes, o monopólio é incompatível com uma sociedade livre e democrática, e faz mal para o próprio monopolista. Então, nós queremos competição e a Petrobras está se preparando para competir no mercado livre com vários competidores. Isso fará bem à companhia, que será compelida a ser muito mais eficiente.

E, além de propiciar recursos para a redução de endividamento, melhorar a alocação de capital – porque estes recursos vão ser utilizados em usos com retorno mais elevado, com foco no nosso negócio principal, que é a exploração e produção de petróleo e gás, especialmente no pré-sal –, trata-se da redução de risco da companhia, do *derisking* da companhia, porque, sendo um agente dominante em qualquer mercado, expõe a uma situação de riscos de diversas naturezas, inclusive a reputação da companhia, que é extremamente importante.

No caso do gás, nós estamos firmemente comprometidos a sair totalmente do transporte e distribuição. Nosso foco será na produção de gás natural e na comercialização. Então, estamos tomando os passos necessários para concluirmos esse processo o mais rapidamente possível.

Nós estamos criando uma diretoria de transformação digital, que vai coordenar todas as iniciativas que existem espalhadas na companhia para a transformação digital e vai aprofundá-las ao mesmo tempo em que nós vamos fazer um esforço para melhorar significativamente a infraestrutura de tecnologia da informação.

Nós temos várias deficiências e elas serão corrigidas o mais rapidamente possível, de forma que nós tenhamos a transformação digital como efetiva alavanca para redução de custos e ganhos de eficiência.

Outro pilar estratégico é a busca contínua por custos mais baixos. Isso é o nosso foco, nós estamos procurando implementar essa agenda com várias medidas. Nós começamos pela racionalização dos espaços, pelo fechamento de escritórios no exterior e várias outras iniciativas, múltiplas iniciativas, que agora ainda não se refletem, mas eu tenho certeza que os resultados virão ao longo do tempo.

Implementamos um programa de demissão voluntária, até o final de julho já tinha 1.560 empregados registrando sua adesão, o que é um resultado muito bom. No campo da segurança, que é também outra prioridade estratégica, nós registramos resultados muito bons, a taxa de acidentes registráveis caiu para 0,88 no trimestre em termos de 0,88 acidentes registrados por milhão de homens/hora trabalhado, que é um índice muito bom, abaixo da média para a indústria global de petróleo e gás e abaixo da nossa própria meta para o ano de 2019, e vamos prosseguir nesse caminho.

Outro problema que nós temos nos defrontado é com o furto de combustíveis, que tem múltiplas consequências negativas para a companhia e para a sociedade, e o número desses furtos vinha numa tendência de alta desde 2015. A nossa equipe tem conseguido reverter num esforço de inteligência com coordenação com as polícias estaduais e federal, e isso tem sido conseguido mesmo antes da implementação do produto. Esse programa foi lançado recentemente pela companhia, envolve convênios com as polícias estaduais, estamos buscando também um convênio com o Ministério da Justiça, com a Secretaria Nacional de Segurança Pública para realmente reduzirmos, minimizarmos os furtos de combustíveis, que podem ter consequências muito ruins para a companhia, para as pessoas, e, enfim, é algo que tem que ser combatido com vigor.

Finalmente, uma companhia não é só ativos físicos, a prioridade são as pessoas. Alguns analistas costumam dizer “A companhia X, a BR Distribuidora é a joia da coroa”. Não existe companhia “joia da coroa”. A joia da coroa são as pessoas, são as pessoas que trabalham aqui que são as nossas joias, e nós temos que cultivá-las. Nós estamos fazendo um esforço de reposicionamento estratégico da Universidade Petrobras para que haja um alinhamento estreito entre suas atividades e as prioridades estratégicas da companhia através do convênio com universidades, de treinamento mais direcionado, inclusive nós vamos implementar um programa maciço de treinamento em inteligência artificial que será desenvolvido na companhia ao longo dos próximos anos.

Bom, nós temos uma boa apresentação, até longa, e eu vou passar a palavra para nossa CFO, Andréa Almeida, para seus comentários.

Sra. Andréa Almeida: Bom dia a todos. Obrigada, Roberto, pelos *highlights* do resultado. Eu também vou passar rapidamente pelas principais mensagens financeiras.

A gente segue aí o nosso rumo em direção à redução da alavancagem, e a gente consegue observar já que o indicador dívida líquida/Ebitda passou de 3,19 para 2,69. Sempre lembrando que nesse total aí a gente já está adicionando 25,5 bilhões do efeito do IFRS no total da dívida.

É importante ressaltar que, por conta do atraso no processo de venda da TAG, a gente não teve tempo hábil para recomprar dívida, talvez o que a gente gostaria com esses recursos. Porém, em julho, já fizemos uma recompra de *bonds* aí em torno do valor de 2,5 bilhões no mercado internacional, e vamos seguir a tendência aí de redução da dívida.

De fato, tivemos um bom resultado impactado pela evolução positiva do Brent e da depreciação do real. O aumento de 19% do Ebitda de 27,5 bilhões para R\$32,7 bilhões foi principalmente influenciado pelo aumento do preço do petróleo, que evoluiu de US\$63,00 por barril para US\$69,00 por barril, a depreciação do real frente ao dólar e também o resultado de aumento de vendas do diesel no mercado interno combinado com o aumento das margens na gasolina, nafta e gás natural.

Além da evolução do Ebitda, o lucro líquido foi 4,7 vezes o lucro líquido do primeiro trimestre, e o principal efeito foi, de fato, o ganho de capital na venda da TAG, de 21,4 bilhões.

Em todos os segmentos, tivemos crescimento de Ebitda. No E&P, fruto do aumento da produção e maiores margens de óleo, no refino maiores vendas de diesel e maiores margens de gasolina e nafta, e no gás e energia, melhores margens na comercialização de gás natural e energia.

Como podemos ver no gráfico de geração de caixa operacional, os desinvestimentos ainda contribuem com uma parcela significativa do fluxo de caixa, extremamente importante para gente seguir com a nossa continuidade de redução da dívida. Pudemos observar também o impacto aí do IFRS mudando do lado operacional para o lado financeiro.

No que diz respeito ao perfil da dívida, seguimos com a diluição do risco do fluxo de caixa e aumento do prazo médio da dívida, agora superior a 10 anos. Podemos observar também a relevância do arrendamento mercantil nos pagamentos anuais, podendo chegar a 5 bilhões, como é o caso de 2020. Os investimentos do primeiro semestre ficaram em 4,9 bilhões e continuam focados no negócio de exploração e produção, representando 83%.

Em linha com o compromisso com a transparência, estamos revisando também a meta de Capex para o ano, de 16 bilhões para um *range* de US\$10 a 11 bilhões. É importante explicar o porquê da revisão. Em primeiro lugar, estamos retirando valor das equalizações referentes à unitização dos campos dessa meta. Esse valor corresponde a US\$1 bilhão. Ajustamos a variação cambial e temos uma redução de US\$900 milhões.

No primeiro semestre do ano, tivemos algumas postergações, que equivaleram ao valor de US\$1,7 bilhões, principalmente explicadas por: atividades de perfuração, completação e coleta em função de novas especificações técnicas; atividades de desmobilização, inspeção e reinterligação de linhas de gás em função de reavaliações de vida útil dos dutos; e paradas programadas em refinarias e plataformas.

Conseguimos também otimizações de US\$200 milhões e também estamos aplicando na meta, a partir de agora, uma análise probabilística que considera o histórico de realizações e nos leva a reduzir um valor adicional de 1,3 bilhão, chegando à faixa de US\$10 a 11 bilhões de Capex.

Como eu falei, atingimos um lucro líquido histórico e com isso decidimos antecipar o pagamento de juros sobre capital próprio adicionando 10 centavos por ação. Estamos evoluindo muito bem na gestão de portfólio e conseguimos fechar e receber parte desses valores, em torno de US\$15 bilhões até agora, sendo a TAG e a BR as principais transações. Fechamos 2 acordos importantes com o CADE, que vão nos auxiliar no processo de desinvestimento das refinarias, bem como nos ativos de gás, em linha com o novo mercado de gás natural.

Passo agora a palavra ao nosso diretor de exploração e produção, Carlos Alberto de Oliveira.

Sr. Carlos Alberto de Oliveira: Bom dia a todos e todas. Iniciando aqui a apresentação, faço referência ao nosso crescimento da produção entre os trimestres, que foi de 3,8% na produção total de óleo e gás, e um grande crescimento da produção que nós tivemos no pré-sal de 13%. Com isso, o pré-sal, dentro da fatia total de produção no Brasil, ele já ocupa 57% aí da produção total, 34% ficando com pós-sal e 9% com terra e águas rasas.

Na sequência, vou falar um pouco sobre como é que a gente teve um desempenho da produção quando gente olha mês a mês. Apesar desse crescimento que nós tivemos na produção entre os trimestres, a gente tinha uma expectativa de a gente ter um crescimento maior, e a gente encontrou algumas dificuldades operacionais, particularmente no mês de junho, e muito associada à questão do comissionamento das plantas de gás nas plataformas de Búzios, onde a gente encontrou algumas dificuldades que levaram com que a gente não realizasse a produção que a gente estava esperando.

Logo nos primeiros dias de maio, quando a gente se reuniu para falar dos resultados do primeiro trimestre, a gente já apontava para uma produção de 2,7, que se confirmou em maio com os 2,74, mas em junho realmente, devido a esses problemas, a gente acabou tendo, nessas plataformas, que fazer algumas paradas de correção e, ao mesmo tempo, a gente não conseguia subir a produção por alguns problemas de equipamentos que a gente encontrou aí e também problema de automação.

Essas plataformas são bastante complexas, pressões bem maiores do que a gente trabalha em Lula e também em vazões maiores, e a gente acabou, então, resolveu

que, em função disso, nós olhamos o que aconteceu no passado e projetamos algumas... eventualmente se a gente viesse a ter alguma dificuldade, colocamos isso na nossa análise de risco, que a gente faz na nossa previsão baseada nisso, e a gente, então, fez uma revisão da meta de produção de 2,8 para 2,7 com essa variação de mais ou menos 2,5%.

Seguindo aí na apresentação, por outro lado, nós mantemos essa perspectiva de crescimento, é um crescimento importante, o pré-sal e essas plataformas em si eles vão estabelecer esse cenário de crescimento, e agora recentemente então, no dia 28 de julho, a gente registrou vários recordes na produção total e também na produção do pré-sal. Então, pela primeira vez, a gente produziu acima da marca aí de 3.048.000 barris de óleo equivalente por dia, que aconteceu no dia 28 de julho.

E, no pré-sal, a gente, no primeiro trimestre, tinha feito um recorde no diário de 2,07 milhões de barris de óleo equivalente por dia, e a gente agora conseguiu um recorde de 2,4 também no dia 28 de julho, e, na média mensal, na produção mensal, nós também conseguimos um recorde novo, que antes, no primeiro trimestre, a gente tinha falado em 1,94, e agora nós estamos com 2,1 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

As 7 plataformas que nós colocamos em produção em 18 e 19, elas produziram 610.000 barris por dia de óleo no dia 28 de julho. Conseguimos, depois dos ajustes necessários na 74, dos trabalhos que a gente fez para corrigir a planta, ela vem produzindo na sua forma regular dentro e acima da sua capacidade nominal. Na realidade, a gente, com os ajustes feitos, nós chegamos a produzir 161.000 barris por dia na P-74, a capacidade nominal dela é de 150.000. E na P-75, também agora no dia 28 de julho, nós conseguimos alcançar a sua produção máxima, 150.000 barris por dia, com 3 poços e num tempo recorde também que a gente não tinha ainda feito, partindo do zero até a produção máxima, e também um tempo recorde de 8 meses, 8,6 meses. O recorde anterior era considerado o de Maricá e por volta de 10 meses e com a P-66 entre 10,5 meses.

Então, esses são recordes importantes que mostram também que nós... e que nos leva também agora à uma produção média no mês de julho de 2,76 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

Então, nós fizemos uma revisão de meta, mas estamos mostrando esta tendência de crescimento e estamos apostando, então, que essa meta nova, que ela é alcançável a partir dos ajustes que a gente fez e também do que a gente vem obtendo.

Na sequência, é interessante perceber que nós estamos aí mostrando, quando a gente compara as produções entre semestres, a gente observa um leve declínio da produção, mas, olhando as novas plataformas, a gente vê o quanto elas vêm contribuindo, ou seja, o quanto elas já estão contribuindo entre os semestres de 18 e 19, ou seja, com quase 340.000 barris somente de óleo novo oriundo dessas plataformas. Então, elas vêm, efetivamente, produzindo e fazendo crescer a nossa produção.

Seguindo, nós estamos abrindo aqui pela primeira vez e fazendo uma abertura do custo de extração pelas nossas classes de ativos. A gente vê aí o pré-sal, então, contribuindo cada vez mais para uma redução do nosso custo de extração, agora alcançando aí um patamar de US\$6,00 por barril, ao tempo que a gente vê e, até ao observar esse gráfico, a gente vê que exatamente o movimento que a gente está fazendo no sentido de gerar mais valor para a companhia e na nossa gestão ativa de portfólio ele faz todo o sentido quando a gente observa os custos que a gente está vendo aí para águas rasas e também para a terra. Então, fala bastante com a gestão que a gente tem feito no sentido de gerar cada vez mais valor e focar nos ativos do pré-sal e também em águas profundas.

No caso de águas profundas, em particular, ainda nesse slide a gente vê um acréscimo entre trimestres devido a algumas interrupções de produção que a gente teve em algumas plataformas e também a questão de maiores intervenções em poços. Na realidade, a gente programa essas intervenções, faz uma estimativa de forma probabilística, às vezes a gente tem mais intervenções do que a gente previu.

Mas nesse particular, seguindo para o próximo slide, a gente vê o ataque que a gente está fazendo na revitalização da Bacia de Campos, onde a gente está concentrando investimentos de US\$21 bilhões no período 19 a 23, onde nós estamos fazendo 70 projetos em desenvolvimento complementar nos seus diversos campos que a gente tem na Bacia de Campos, na bacia geológica de Campos, ao tempo que a gente também adquiriu novas áreas exploratórias para dar sustentabilidade a essa bacia no futuro, uma grande porção aí em 2017 e 18, que a gente vê comparativamente à imensidão das áreas que existem nessa bacia quando a gente olha para essa figura.

Estamos também desenvolvendo e fizemos uma parceria estratégica com Roncador com o propósito de aprender como acelerar o processo e incrementar o fator de recuperação. Temos descobertas que nós temos feito aí no chamado pré-sal da Bacia de Campos, que se situa abaixo desses campos, várias descobertas que a gente vai colocar em produção em cima dos sistemas existentes, então, aproveitando a ociosidade desses sistemas. E, em particular chamando, a atenção aí para um projeto que é a revitalização de Marlim, que aparece à direita na figura, onde nós vamos substituir 9 sistemas, 9 plataformas por 2 plataformas. Estamos nesse processo, estamos agora no momento de planejamento, de fazer a contratação. Estamos exatamente na etapa de contratação dessas plataformas.

Então, realmente é algo dinâmico, e também nesses investimentos a gente está incluindo a questão do aumento da eficiência operacional e a integridade das plataformas.

Dando sequência, só um lembrete sobre a questão da cessão onerosa e do *bid* que vai acontecer, onde é que isso se encaixa, como é que nós estamos encaixados na linha do tempo. No dia 6 de novembro, então, tem a licitação da cessão onerosa, lembrando que, tanto por parte do governo como por parte da Petrobras, nós já aprovamos o aditivo condicionado ao fluxo que do vai acontecer daqui para frente, mas no dia 9 de abril, através de uma resolução do CNPE, o governo então aprovou o aditivo da cessão onerosa, e nós, no dia 20 de maio, aprovamos também

internamente com o nosso conselho de administração, esse aditivo condicionado a que o governo consiga tomar as medidas orçamentárias necessárias para que haja o pagamento da Petrobras concomitante à essa realização do leilão.

Então, o governo e o Ministério da Economia estão tomando as providências que sejam necessárias para que isso ocorra e a gente continua trabalhando internamente nesse sentido também, nos preparando para esse leilão no dia 6 de novembro.

Na sequência, só um slide para mostrar como a gente está vendo nosso trabalho de gestão ativa de portfólio, que é um trabalho contínuo onde a gente tem, exatamente por conta da agregação de valor que a gente espera para a companhia, a gente vai se concentrando mais e mais aí nas águas profundas, ultra profundas aí do pré-sal, e aí a Bacia de Campos aí, o nosso foco, então dando uma panorâmica.

Obviamente, esse é um retrato de hoje, ele é contínuo, a gente sempre vai buscando mais valor e pode ser que a gente, quando venha a falar mais para frente, a gente aprofunde ainda mais esse slide e a gente se concentre cada vez mais e mais onde a gente é dono natural dos ativos, onde a gente tem a nossa *expertise* e conhecimento e a gente cada vez se aprofunde mais nisso. Até mesmo porque esses ativos vão ser incrementados com o tempo com áreas exploratórias, que também a gente vem fazendo movimentos de novas aquisições.

E, ao lado direito, a gente vê, então, também esse mesmo movimento vai levar a gente a cada vez trabalhar mais em parcerias, que é a nossa expectativa e é onde a gente espera também agregar valor.

Por fim, só dar uma panorâmica aqui sobre a questão do quê que vem pela frente com os novos sistemas. Nós estamos aí agora com a entrada das plataformas de Búzios, nós temos uma expectativa de entrar aqui em 2019 com a P-68, em 2020 com a P-70 lá em Atapu, e a partir de 2021, então, temos uma série aí de novos sistemas para entrar também, então temos essa perspectiva de crescimento da produção a partir desses sistemas também. Obrigado.

Sra. Anelise Lara: Bom, bom dia a todos. Vamos agora apresentar os resultados operacionais das áreas de refino e gás natural. O lucro bruto na área de refino e comercialização alcançou R\$6 bilhões, sendo 31% superior ao trimestre anterior. Essa a melhora foi decorrente de realização de estoques formados no primeiro tri com preços de petróleo mais baixos. Tivemos também uma margem Ebitda de 7%, em linha com o primeiro tri.

Com relação à produção de derivados, que a gente vê nesse slide, tivemos um aumento de 20.000 barris por dia no segundo tri em relação ao primeiro puxado pelo aumento na produção de diesel. Esse aumento foi acompanhado no volume de vendas, que também teve maior venda de diesel no mercado interno em função do período aí de safra agrícola.

A queda que a gente observa nas vendas da gasolina é explicada pelo aumento das vendas de etanol. Na verdade, o início da safra no Centro-Sul do país contribuiu

para uma maior redução nos preços de etanol no segundo tri, e provavelmente no terceiro e no quarto tri a gente não vai ter esse mesmo comportamento.

A participação do óleo nacional diminuiu 3% no período em função da menor produção de óleo do E&P no primeiro tri desse ano. Já a disponibilidade operacional se manteve no mesmo patamar do primeiro tri porque tivemos também algumas paradas previstas de manutenção das unidades de FCC em 5 refinarias e uma unidade de coque na RPBC.

Próximo. O *market share* do diesel e da gasolina se mantiveram em patamares similares ao primeiro tri. A participação dos importadores no mercado doméstico de diesel e gasolina fica bem explicitada nestes gráficos, o que demonstra que o nosso preço de paridade internacional para esses 2 produtos está em linha com o do mercado. O fator de utilização das refinarias também ficou em linha com o do primeiro tri, apenas 1% acima.

O FUT é influenciado basicamente por 2 fatores: maior ou menor demanda de derivados no mercado interno; e também maior ou menor disponibilidade de unidade de conversão, que são as unidades de coque e FCC que produzem os derivados de maior valor agregado, como diesel, gasolina e querosene de aviação.

A capacidade de conversão de uma refinaria depende da presença dessas unidades, ou seja, se essas unidades não estão disponíveis ou se a demanda do mercado interno não está aumentando, não adianta a Petrobras aumentar a FUT das refinarias, pois, neste caso, estaremos produzindo derivados de baixo valor agregado, como o óleo combustível, asfalto e outros, que chegam a ter margem negativa em relação óleo cru. Então, é melhor exportar óleo cru nesse caso.

Bom, o movimento de recomposição de estoques reduziu a exportação de petróleo em 78.000 barris por dia no período. A queda no volume exportado foi compensada por margens maiores de venda, principalmente dos óleos do pré-sal, que são muito valorizados no mercado externo, como o mercado chinês. O óleo de Lula já é conhecido pelos refinadores, e agora o óleo de Búzios também passa a ser, pois ele consegue enquadrar o teor de enxofre do *bunker 20-20* (que é com menos de 0,5% de enxofre) sem necessidade de adição de outros componentes.

Importamos mais derivados neste trimestre, principalmente GLP, pelo aumento do consumo (uma estação mais fria do ano) e exportamos mais derivados nesse período, principalmente gasolina de alta octanagem, que tem muito valor no mercado e *bunker*.

No segundo tri, o lucro bruto da área de gás e energia também aumentou em 11% em relação ao primeiro tri, principalmente em função de melhores margens de comercialização de gás e energia no ambiente de contratação livre. A margem Ebitda desse segmento foi de 23%, 5% acima do primeiro tri de 19.

Esse resultado foi impactado pelas melhores condições de preço de GNL no mercado internacional, e, com isso, a gente reduziu a importação da Bolívia e aumentou o volume de GNL importado.

Vocês vêem aí que a produção doméstica de gás, ela ficou praticamente constante, variando aí de 49,50 para 49 milhões de m³ por dia, ou seja, o Brasil ainda depende de importação de gás.

Houve, no entanto, uma redução na demanda de gás nesse período, impactada principalmente, pelo baixo despacho termoelétrico devido a condições hidrológicas melhores dos nossos reservatórios. No terceiro tri, a gente deve ter um despacho maior das térmicas porque a gente já está observando uma redução das chuvas no período.

Bom, outros destaques, né. Tivemos vários destaques neste trimestre além do que a Andréa já comentou, que foi a venda da TAG, o *follow-on* da BR e os 2 termos de compromisso assinados com o CADE no refino e no gás. No dia 7 de junho, a gente lançou o Programa Produtos, que vinha sendo estruturado desde o início do ano, quando o Roberto assumiu a presidência. Esse programa visa reduzir o número de derivações clandestinas em pelo menos 75% até 2021.

Nesse primeiro semestre, já tivemos uma redução de 38% em relação ao primeiro semestre de 18. Depois de 3 anos de crescimento desse tipo de furto, estamos conseguindo reverter esse movimento ascendente graças a um esforço das polícias civil e militar dos vários estados envolvidos, além do suporte institucional do governo federal.

Já realizamos também testes bem-sucedidos de produção de *bunker* a baixo teor de enxofre, segundo a nova especificação da IMO, que passa a valer a partir de janeiro de 20. Os testes foram feitos em 6 refinarias e já exportamos as primeiras cargas com margem positiva em relação ao *bunker* convencional. Na verdade, os armadores estão se antecipando e comprando esse *bunker* especificado, já se preparando para a entrada do ano.

Inauguramos uma tancagem de 2 milhões de m³ de óleo cru no porto de Qingdao, na província de Shandong, na China. Nessa província, só nessa província, estão localizados mais de 50 refinadores independentes, médios e pequenos. Desde 2015, o governo chinês passou autorizar que os refinadores independentes possam importar petróleo, e não só as empresas estatais. Nós já fizemos contratos de venda para mais de 20 refinadores e esse mercado deve aumentar bastante nos próximos anos. A China é o destino de 75% da nossa exportação de óleo cru.

E, em 27 de junho, recebemos a última embarcação do PROMEF de uma frota de 26 navios entregues. O navio já está em operação pela Transpetro em *offloads* na Bacia de Campos. Eram esses os *highlights*. Obrigada.

Operadora: Com licença, 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 nossa primeira pergunta vem de Rodolfo Angele, JP Morgan.

Sr. Rodolfo: Bom dia. Minhas 2 perguntas são as seguintes: primeiro, acho que mais para Andréa, do ponto de vista de desalavancagem, a gente está vendo a empresa gerando caixa, está vendo os desinvestimentos virando dinheiro em caixa na companhia, a perspectiva de aumento de produção, queda de custos, então eu acho que a desalavancagem está garantida ou está acelerando. Como é que a gente deve pensar em 2 coisas aqui: primeiro, vocês têm uma ideia de quanto que vocês esperam de redução de custo de dívida, quanto que isso pode significar de queda de despesas financeiras e também de custo de capital para a companhia, e como é que balanceia o dividendo até vocês aumentaram um pouquinho o trimestral, como é que a gente deve pensar um contra o outro?

A minha segunda pergunta é para o Roberto, sobre a BR. No *release* vocês falam de eventualmente vender o restante que ficou em mãos da Petrobras ainda. A minha pergunta é mais no sentido de como vocês pensam a respeito de forma de fazer isso, seria algo de novo via mercado de capitais, se é que a ideia de trazer eventualmente alguém estratégico comece a fazer um pouco mais de sentido, ou, enfim, só os *trade-offs*?

E, antes de terminar, só agradecer a melhoria do *disclosure*. A gente aqui do lado dos analistas sempre vê isso com muito bons olhos. Obrigado.

Sr. Roberto: Bom dia, Rodolfo. Com respeito à BR Distribuidora, nós temos a intenção, ainda não estruturamos, é prematuro, nós acabamos de realizar a operação, é prematuro nesse momento ter alguma definição de como nós vamos fazer. Nós temos a intenção, não sabemos ainda se vamos vender tudo, se não vamos, com quanto vamos ficar. Então, nesse momento, não temos uma resposta para você.

Com respeito a dividendos, a minha opinião pessoal é que uma companhia como a Petrobras, embora com os progressos que tem realizado na área de redução de alavancagem e dívida, não deveria pagar dividendo nenhum. Então, nós deveremos pagar muitos dividendos, bons dividendos para os nossos acionistas quando nós recuperarmos, de fato, a saúde financeira.

Mas eu vou passar para Andréa, que ela terá maiores detalhes sobre isso.

Sra. Andréa: Oi, Rodolfo, obrigada pelas perguntas. No que diz respeito à desalavancagem, sim, é o nosso objetivo reduzir o montante de juros que a gente paga. Acho que o Roberto sempre colocou muito claramente que a gente pagava em torno de 5 bilhões de juros aí ao ano, que equivalia a um sistema de produção.

A gente acredita que o nosso custo médio de dívida pode cair abaixo [incompreensível - corte no áudio] com tudo o que a gente vem fazendo. Eu acho que a desalavancagem, de fato, vai trazer o custo de capital para baixo e a gente espera aí que esses 5 bilhões venham a ser valores, vamos dizer assim, inferiores a

4, próximo de 3. Então, de fato, a gente espera gastar bem menos aí com essa parte de juros no fluxo de caixa.

Quanto aos dividendos, eu acho que o Roberto já falou tudo, a gente espera até 2020 terminar aí com a desalavancagem e chegar num patamar de dívida que a empresa acredita que seja o ideal para ela competir no mercado.

Então, a partir daí, a gente vai definitivamente... até aí a gente vai pagar dividendo mínimo e a partir daí a gente vai ter uma política de dividendo que a gente espera dar uma luz no fim do túnel para os investidores de o quê que vai acontecer a partir da desalavancagem.

Sr. Rodolfo: Excelente, obrigado.

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

Sr. Bruno: Bom dia, obrigado por pegar a pergunta. A primeira pergunta é sobre produção. Acho que a explicação está superclaro, eu só queria entender se esse problema com o volume de gás em Búzios era algo que já estava no radar da companhia com base nos testes iniciais, ou se, de fato, foi uma surpresa na medida em que a operação começou de fato.

E, se a gente extrapolar os *flow rates* de Búzios para Mero, se deve ter também o mesmo desafio com o gás lá. Só para entender se vocês já estão incluindo alguma especificação diferente para as plataformas que ainda estão por vir e que vão ser construídas.

A segunda pergunta é sobre o Capex futuro. Eu sei que o plano de negócios ainda virá mais para o fim do ano, mas queria ter uma ideia se esse *range* de 10 a 11 bilhões seria uma boa representação do que a companhia deve investir no futuro dado o tamanho da base de ativos hoje.

E uma terceira rápida, só para pedir para Andréa comentar qual que é o custo do *funding*, porque eu acho que cortou bem na hora que o valor foi mencionado. Muito obrigado.

Sr. Roberto: Bruno, embora você não tenha dirigido a pergunta para mim, mas só para ter um *highlight*, o Capex anunciado é entre 10 a 11 bilhões, mas ele não inclui os investimentos em blocos dos leilões, ou seja, o pagamento de bônus de subscrição. Então, eu assumo que vai ser um pouco maior do que 10 a 11 bilhões.

Sr. Bruno: Eu digo na base recorrente, né, Roberto.

Sr. Roberto: É, mas dado que nós assumimos que a ANP vai manter um calendário de leilões e que nós estaremos interessados potencialmente nesses leilões, o nosso Capex tende a ser maior do que esse número. Evidentemente, nós não fazemos aí divulgação disso porque não seria racional, até mesmo porque são decisões que são tomadas pouco antes da realização do leilão. Nós provavelmente iríamos *misguide* os investidores.

Eu vou passar a palavra agora ao Capo para responder sobre as questões de produção e depois para Andréa.

Sr. Capo (Carlos Alberto): Bom dia, Bruno. Sobre Búzios e as dificuldades que a gente vem tendo na planta, na realidade, a gente encontrou algumas dificuldades em nível de equipamento e isso acabou tomando mais tempo do que a gente previa efetivamente.

Mas, obviamente, dentro do processo de aprendizado que a gente tem, tudo que a gente vai aprendendo numa plataforma a gente vai passando para as outras plataformas. Então, isso é normal e é por isso mesmo que para Mero, ou seja, o aprendizado que a gente já teve nas plataformas de Lula e que a gente passou para as plataformas de Búzios, e agora também as plataformas de Búzios, a gente vai passar para as plataformas de Mero.

A gente manuseia um volume de gás bem alto, que a situação em Búzios é diferente da de Lula e a gente tem pressões 35% maiores que Lula, vazões de 70% maiores que Lula, então faz parte desse aprendizado e a gente efetivamente vai usando isso e a gente tem a expectativa que o que a gente está aprendendo aqui seja passado 100% na correspondência aí para as outras plataformas futuras.

Sra. Andréa: Bruno, é a Andréa falando, obrigada pela pergunta. Só também voltando um pouco ao Capex, o que a gente definitivamente vai fazer no novo plano estratégico é aplicar também a análise probabilística para chegar no valor de Capex que a gente espera estar realizando ao longo do tempo. Mas isso é um trabalho que está sendo feito agora e que até o final do ano a gente vai ter como comunicar para o mercado.

Quanto à desalavancagem e à redução de juros, eu falei que a gente com certeza depois que desalavancar e estiver num nível de dívida estável, a gente consegue ter custos de dívida abaixo de 5%, e isso deveria fazer o custo anual de juros cair aí dos 5 bilhões para nível de US\$3 bilhões por ano.

Sr. Bruno: Perfeito, obrigado pelas respostas.

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

Sr. Luiz: Bom dia pessoal, obrigado por pegar a pergunta. Eu tenho basicamente 3 *follow-ups* aqui. Roberto, a gente tem visto, desde a chegada do time liderado por você, de fato, um foco muito grande em desalavancagem e, de fato, isso vem acontecendo, como a gente vem percebendo nos últimos trimestres não só pelo desinvestimento, mas por uma geração de caixa bastante forte.

Logicamente, o primeiro momento é de, vamos dizer assim, tentar trazer a desalavancagem para próximo de 1 vez *net debt to Ebitda*, ou 1,5 vezes agora com IFRS como você já mencionou, mas eu queria entender, para frente, o quê que a gente pode esperar do ponto de vista de estratégia da companhia em relação à

alocação de capital. A gente tem visto um desinvestimento em áreas *non core*, e queria só entender se essa é, de fato, a estratégia de longo prazo da companhia.

Segunda pergunta eu acho que vai para o Capo. Capo, na apresentação vocês mencionam um declínio da produção, até em relação ao ajuste que vocês colocam, de 9,6% ao ano. A gente faz umas contas usando os dados da ANP por poço e a gente chega a um declínio, de fato, maior do que esse número em função, vamos dizer assim, olhando poços ano contra ano, e, como você bem coloca, a produção do pré-sal hoje representa quase 60% e a gente não teve, vamos dizer assim, esse crescimento todo na produção em função de um declínio mais acentuado. E aí eu queria entender o que tem sido feito para tentar *offsetar* esse declínio.

E se me permite uma última pergunta, acho que para a Anelise, a gente tem visto a Petrobras – e acho que a gente discutiu isso numa reunião que a gente teve –, continua importando significativamente mais do que os outros *players*. Eu queria entender qual é a estratégia de uma utilização de capacidade, vamos dizer, abaixo de 80% onde a gente entende, na média global, ser abaixo, ser uma injeção de capacidade baixa quando a companhia ainda continua importando. Se não faria sentido aumentar um pouco a capacidade do mercado doméstico [inaudível - voz baixa]? Obrigado.

Sr. Roberto: Bom dia, Luiz, obrigado pela sua pergunta. Na sua aritmética, 2 é igual a 3 [risada]. Mas, respondendo, o foco da companhia não é apenas em redução de alavancagem, nós temos nossos pilares estratégicos incluem, por exemplo: melhoria do retorno sobre capital empregado, nós temos uma grande preocupação com isso; e a busca contínua por custos baixos.

Nós estamos discutindo um novo plano estratégico, vai ser apresentado no final do ano, e o mote desse plano é “*Mind the Gap*”; nós queremos cobrir o *gap* que nos separa das melhores companhias de petróleo do mundo, ter endividamento absoluto baixo, ter baixa alavancagem, ter um alto retorno sobre capital empregado, ter custos baixos, e, basicamente, é isso.

A estratégia, então, de longo prazo será... de médio prazo, aliás, para os próximos 5 anos será divulgada e revelada publicamente provavelmente no mês de novembro. Por enquanto, nós estamos implementando esses pilares. O nosso plano de desinvestimento está praticamente fechado, nós apresentamos a evolução dos desinvestimentos, temos outros a fazer, mas internamente já temos praticamente fechado o plano.

Agora é uma questão de estruturação e execução dos vários projetos, e um foco muito grande também na redução de custos. Nós queremos, como eu disse, cobrir o *gap* que nos separa dos nossos *peers*.

Eu vou passar a palavra para o Capo para responder a sua outra questão.

Sr. Capo: Bom dia, Luiz, obrigado pela pergunta. Sobre o declínio de produção que nós apresentamos aí nesse material, talvez você esteja trabalhando com um número mais alto, acho que talvez seja apenas a questão como se computam as

parcelas aí, porque nós isolamos o efeito de desinvestimento, isolamos o efeito de paradas, e aí a gente, então, tem esse declínio.

Esse declínio que a gente apresenta, ele é o declínio que leva em consideração também os efeitos de investimentos que a gente faz, que é natural esse declínio da produção, a gente também faz a gestão de reservatório. Então, pode ser que a gente esteja trabalhando com bases diferentes, e, se for o caso, a gente pode até, em outro momento através do nosso pessoal de RI, a gente estreitar aí para talvez ver como que você está trabalhando, mas baseado no declínio nosso, em geral esse é o declínio da nossa produção como um todo e inclui tudo aqui, e a gente está computando cerca de 10%.

Sra. Anelise: Bom dia, Luiz. Conforme a gente já conversou em outras ocasiões, a Petrobras, a gente continua importando derivados basicamente por uma questão, uma racionalidade econômica. Como eu disse, o fator de utilização das refinarias, ele depende das unidades instaladas, principalmente se você quer produzir mais diesel ou mais gasolina ou mais querosene de aviação, você tem que usar as unidades de conversão, né.

Então, eu não consigo simplesmente, aumentando o FUT da refinaria, produzir esses produtos de maior valor agregado sem gerar também produtos de baixo valor agregado, e na economicidade global pode ser mais atrativo para a Petrobras importar alguns desses produtos e eventualmente exportar produtos de mais alto valor agregado.

Por exemplo, no caso da gasolina, o que acontece? A gente produz nas nossas refinarias uma gasolina de alta octanagem, só que, aqui no Brasil, a gente mistura álcool na gasolina, então a octanagem aqui no Brasil ela é dada pela mistura do álcool na gasolina. Então, eu não preciso dessa gasolina de alta octanagem no mercado interno. O que faço? Eu exporto essa gasolina de maior valor, eu tenho uma margem positiva nessa troca porque eu importo uma gasolina (quase uma nafta) de baixa octanagem onde eu misturo com o álcool aqui no Brasil e eleva a octanagem nos níveis demandados pela agência.

A Agência Nacional de Petróleo ela está revisitando essa questão da especificação da gasolina aqui no Brasil e eu acho que pode vir aí a sair um resultado mais positivo no sentido de termos uma gasolina brasileira de melhor especificação, portanto, que vai render mais km por litro nos automóveis e no transporte em geral, mas, em compensação, tendo também... aí nesse caso, a gente ao invés de exportar gasolina pode ser mais negócio a gente vender essa gasolina no mercado interno.

Mas enquanto isso, enquanto a gente coloca álcool na gasolina nos padrões que hoje são exigidos (hoje estamos com 27% de álcool na gasolina), a octanagem requerida ela é automaticamente obtida mesmo com uma gasolina de baixa octanagem ou uma nafta, que a gente importa do mercado externo, ok?

Sr. Roberto: Só complementando a resposta muito bem elaborada tecnicamente pela Anelise, eu queria dizer que um dos pilares estratégicos é a maximização do

retorno do capital empregado, e isso não envolve apenas a gestão de portfólio, mas como também o foco e maximização da eficiência de cada ativo que nós temos, e o que a Anelise explicou é perfeitamente consistente com esse pilar estratégico: é extrair o maior retorno possível das refinarias, de cada uma das refinarias.

Simplesmente produzir, utilizar ao máximo a capacidade da refinaria implicaria em jogar dinheiro fora. Então, o que nós estamos fazendo é administrar eficientemente esses ativos.

Sr. Luiz: Obrigado, Roberto. Capô, depois eu vou me sentar com o time de RI para a gente tentar bater esses números. Obrigado, pessoal.

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

Sr. Régis: Bom dia, Roberto, Andréa, Capô, Anelise, o time todo presente. Obrigado pelas perguntas. Eu vou talvez fazer uma primeira pergunta voltando no tema de produção para o Capô. Em particular, a produção de junho, segundo os dados da ANP, caiu bastante na comparação mês a mês, ficou bem claro que a P-74 no campo de Búzios e a cidade de Mangaratiba em Lula foi uma parte grande da explicação, mas não explicou tudo, sobretudo porque as demais plataformas no campo de Búzios continuaram a *rampar* conforme previsto.

Então, me parece que teve algum... teve uma parte boa da explicação que é algo mais, né, provavelmente na Bacia de Campos. Então a pergunta, na realidade, é bem simples, eu queria entender se teve algum efeito pontual ali na produção da Bacia de Campos que pudesse retornar no curto prazo ou se a gente deveria mesmo entender que a nossa nova base de crescimento da produção é a partir do número de junho.

Ainda no tema E&P, essas plataformas que estão entrando elas são plataformas próprias, então a gente esperava ver uma redução mais substancial do *lifting cost* médio da companhia, o que, de fato, se materializou no *lifting cost* do pré-sal, mas não no agregado porque teve um momento muito íngreme no *lifting* de águas profundas, como vocês mostraram no slide 24 da apresentação.

Então, eu queria entender por que cresceu tanto, se teve algum efeito *on-off* do tipo uma parada programada.

Sr. Capô (Carlos Alberto): Régis, bom dia e obrigado pelas perguntas. Sobre a questão da produção, a queda que a gente observou em junho foi uma queda forte e ela é basicamente explicada por 3 fatores: um é (e como você mesmo mencionou) eles estão associados a Búzios, um a P-74; outro é a P-75; e outra é a cidade de Mangaratiba. Mais ou menos 1/3 para cada um explica essa queda em junho.

A 74 nós tivemos um problema que nós tivemos que fazer uma parada na plataforma para fazer uma correção de uma vibração e fazer a suportaçãõ de dutos. Na 75 nós tivemos o problema do comissionamento de gás, que nós tivemos que ir com mais calma e ao mesmo tempo reduzir produção, e depois tivemos o cidade de

Mangaratiba. Então, não tem outros efeitos assim significativos que não sejam estes 3 efeitos mesmo.

E com relação ao custo de extração aí de águas profundas, como eu tinha comentado, são 2 fatores basicamente: algumas paradas de produção que a gente teve em plataformas aí, no caso de Marlim P-33 e P-37, por questão de manutenção nessas plataformas a gente resolveu dar uma interrompida para aumentar a condição de segurança e integridade das plataformas, se a gente tiver algum problema de algum equipamento que a gente tenha dificuldade de operar; e ao mesmo tempo a gente teve um maior número de intervenções em poços. A gente normalmente a gente faz um cálculo probabilístico dessas intervenções, que a gente nunca sabe como é que vai se dar essa necessidade de a gente fazer intervenção para manutenção, e a gente teve mais intervenções do que, na realidade, no primeiro trimestre.

Então, é algo que eu diria que é mais pontual, e a gente tem uma expectativa que esse número não deve se repetir nos próximos trimestres.

Sr. Régis: Obrigado, Capô. Se me permitirem só mudar de assunto na segunda pergunta, dessa vez para o Roberto para a Anelise, no segmento de *downstream* na parte de alocação de capital. Me parece que tanto na venda de refino tem uma ideia, tem uma vertente de reduzir a alocação de capital que está exposta a uma receita em reais com riscos aqui no Brasil relacionados ao mercado monopolista.

Queria entender com vocês qual é o *timing* e quais são as condições de contorno que ainda precisam ser atingidas para você fazer um *spin-off*, um *carve-out* dos ativos, se tem problema de crédito fiscal que precisa ser aproveitado. Enfim, o que precisa ser feito para vender.

E, ainda nessa linha, com relação a Transpetro e os ativos de logística, se vocês consideram que faria sentido existir uma empresa, como você disse, no mercado de capitais de logística, ou se é mais uma linha eventualmente de vender ativos, como os navios que foram encomendados à época do *promessa*? Obrigado.

Sr. Roberto: Bom dia, Régis, obrigado pela pergunta. No que diz respeito às refinarias, nós já lançamos um primeiro pacote, 4 refinarias, nós estamos já avançando para o recebimento de propostas não vinculantes, de acordo com o ritual, seguindo as regras do TCU.

Evidentemente, as outras 4 estão sendo preparadas para que nós tenhamos condições de lançar os *teasers*, elas ocorrerão no próximo mês, em setembro. Vamos fazer isso. Evidentemente, tem uma série de detalhes, de ajustes que estão sendo feitos, nossa equipe está trabalhando diuturnamente nisso, é uma prioridade estratégica, mas não vemos nenhum impedimento sério para a venda desses ativos.

Nós esperamos o prazo que nós nos comprometemos com o CADE é até o final de 2021, mas nossa meta é fazer mais o rapidamente possível, nós não queremos esperar até o final de 2021. Nós temos pressa.

Com respeito a ativos de logística, a Transpetro não está na mesa. A Transpetro eu gostaria de lembrar que foi a única empresa subsidiária da Petrobras criada por lei, e isso exige, então, a inclusão no programa de desestatização, autorização legislativa, que é complexo. Nós estamos seguindo o que foi decidido por ampla maioria pelo plenário da Suprema Corte do Brasil. São as outras subsidiárias que nós podemos desinvestir se assim decidimos que é bom.

Como eu falei anteriormente, nós temos um programa de desinvestimentos já desenhado e alguns desses desinvestimentos estão em execução e outros estão na fase de estruturação para serem executados. Então, quanto à utilização de mercado de capitais, que é sempre muito bom porque é um processo transparente e nós gostaríamos de ver no Brasil um mercado de capitais desenvolvido, o desenvolvimento do mercado de capitais tem um impacto muito positivo para o crescimento econômico a longo prazo, porque nós estamos tratando aí de alocação eficiente de recursos, que é, em última instância, o principal motor do desenvolvimento econômico. Mas, no momento, nós não temos uma resposta para você.

Eu vou passar à Anelise, que gostaria de complementar.

Sra. Anelise: Régis, bom dia. Só complementando aqui com relação à Transpetro, na verdade, a gente está vendendo as refinarias, como Roberto disse, com as suas logísticas associadas. Então, isso significa que parte da nossa logística, ela está sendo oferecida junto com as refinarias que fazem parte do pacote.

Então, nesse sentido, nós vamos ter uma Transpetro focada na parte que vai ficar conosco após esse processo de desinvestimento. Como a gente colocou no fato relevante, nós vamos nos concentrar na região aqui de Rio-São Paulo, nós vamos ficar com essas 5 refinarias aqui de Rio-São Paulo, e, portanto, a logística associada a essas refinarias aqui do Sudeste.

Sr. Régis: Obrigado, Roberto e Anelise, pelas respostas muito claras. Parabéns pelo resultado, enfim, uma clara desalavancagem. Obrigado.

Operadora: A próxima pergunta vem de Pedro Medeiros, Citi.

Sr. Pedro: Bom dia. Bom, parabéns pelos resultados. Eu queria começar só com um comentário e agradecer de iniciativa de aumentar o *disclosure*, a transparência das alavancas de valor para a empresa no *release*, é bastante útil contar com um *breakdown* maior de *lifting cost*, dívida bruta e despesas operacionais.

Eu tenho algumas perguntas. A primeira pergunta ela remete ao tema de Capex. Na revisão que vocês anunciaram para o ano de 2019, vocês apresentam uma conta de postergação de US\$1,7 bilhões. Tem como caracterizar melhor o quê que é essa postergação diante do cronograma atual dos projetos?

E eu entendo que a gente ainda não está pronto para falar sobre investimento nos próximos anos, mas eu queria tirar uma dúvida conceitual com vocês. Assim, que diante do cronograma de projetos, principalmente da carteira de E&P da companhia,

a intensidade de atividade de investimento no ano de 2020, ela conceitualmente cai em relação ao ano de 2019. Então, em bases recorrentes, tudo teoricamente caminha para o cronograma atual de projetos e a gente enfrentar o ano de 2020 possivelmente com uma taxa de investimento menor do que o ano de 2019. Então, eu queria confirmar esse conceito com vocês.

A minha segunda pergunta, vocês apresentam no *press release* uma visão de que a expectativa é que o caixa da companhia ótimo seja da ordem de US\$6,6 bilhões. E aí, se a gente toma como base o resultado do segundo trimestre, onde vocês apresentaram um caixa bastante superior, a gente tem aqui a possibilidade de soltar em torno de com R\$11 bilhões para bater esse caixa mínimo, vocês estão gerando aproximadamente R\$11 bilhões por trimestre com base no segundo trimestre, os resultados do segundo trimestre em termos de fluxo de caixa livre recorrente, e eu fiz uma conta aqui diante de todos os desinvestimentos já anunciados para serem conclusos no segundo trimestre com a recompra e o juros sobre capital próprio anunciado, você tem mais R\$11 bilhões disponíveis a priori. Então, isso dá um número superior a R\$40 bilhões disponíveis para alocação no final do ano.

Então, eu entendo que é cedo para a gente falar de dividendo e a prioridade continua sendo redução de dívida, mas tem como você transcorrer um pouco mais sobre o crescimento de disponibilidade da companhia? Tudo parece caminhar para a gente aumentar (pelo menos probabilisticamente) o total de dividendos pagos pela companhia por conta disso.

E a minha última pergunta é se vocês podem passar uma referência sobre o progresso do programa de resiliência, que foi anunciado em março, para atingir a economia esperada de US\$8 bilhões ao longo do plano. Se vocês puderem passar algum tipo de cor do quanto já foi entregue no segundo trimestre e como caminha o programa para a gente ver melhorias nas despesas operacionais ao longo do segundo semestre. Obrigado.

Sra. Andréa: Bom, eu vou começar aqui, é a Andréa falando. Bom, o Capex (e depois eu vou pedir para João Henrique me ajudar aí para falar mais especificamente das postergações, que eu acho que ele tem mais dados sobre o tema), mas, de fato, assim, a gente vai estar revendo, como eu já falei, o Capex no novo plano estratégico. A gente tinha aí em torno de 84 bilhões, que foi o que a gente divulgou, que dava em média 15 bilhões por ano de Capex aí no plano estratégico. Definitivamente, eu acho que sim, na hora que a gente aplicar a análise probabilística que a gente colocou, esse número pode ser que caia, mas a gente tem que, de fato, fazer esse trabalho aí no plano estratégico dos próximos 5 anos.

Então, eu acho a gente ainda precisa fazer mais trabalho para poder te dar uma noção de como vai ser o próximo ano.

No que diz respeito à caixa, você tem razão, a gente tem uma meta de trabalhar com um caixa muito menor e, de fato, no segundo trimestre a gente não conseguiu reduzir a dívida, ou seja, repagar a dívida na velocidade que a gente gostaria. Tem motivos para isso, obviamente tem algumas dívidas que eu só posso repagar no momento ou do pagamento de juros ou de principal, eu não posso quebrar o

funding, então eu tenho que fazer em certos momentos. Existem dívidas que a gente tem que pedir, avisar o repagamento com antecedência, e, de fato, isso leva mais tempo do que a gente espera.

Com a nossa meta de dívida líquida / Ebitda de 1,5 no ano de 2020, esses R\$40 bilhões que você está calculando aí vão ser muito bem-vindos para reduzir a dívida. Então, assim, a gente, nesse horizonte até 2020, eu acho que o Roberto já deixou isso bem claro, a gente está focado em redução da alavancagem e a gente imagina que o dividendo vai ser o dividendo mínimo.

Então, eu não estou imaginando que vai sobrar caixa para gente fazer mais do que o dividendo mínimo aí no horizonte da desalavancagem, e a gente sabe, sim, que estaremos gerando caixa operacional, desinvestimentos. Mas, de novo, quando a gente adicionou na meta de dívida líquida / Ebitda para 1,5 para 2020 o valor dos arrendamentos, ou seja, o ajuste do IFRS, esse desafio de desalavancar aumentou. Então, tem que considerar que a gente vai usar esse caixa todo, sim, para desalavancar.

Eu vou passar a palavra, então, para o time aqui de projetos para responder melhor a parte da postergação.

Palestrante [não identificado]: Bom dia. A parte de postergação ela se deve, basicamente, a atividades de perfuração que foram postergadas em função de novas tecnologias que estão sendo empregadas nos poços. A gente teve algum atraso na entrega destes equipamentos.

Também com relação a uma melhoria de especificação de dutos flexíveis que foi adotada, e com isso a gente teve um prazo maior de fornecimento desses dutos. Um segundo item são as atividades de desmobilização, inspeção e reinterligação de linha de gás em função de reavaliação da vida útil dos dutos, que também foram postergadas, e o terceiro item foram as paradas programadas em refinarias e plataformas.

Eu passo para o Carlos Alberto para ele... para o Roberto para ele complementar.

Sr. Roberto: Pedro, bom dia e obrigado por suas perguntas. Com respeito ao plano de resiliência, nós estamos implementando, procurando cortar tudo que seja possível, vendo todas as oportunidades, das pequenas até as grandes oportunidades.

Por exemplo, deslistar as ações da Petrobras na Bolsa de Buenos Aires, que era uma esquisitice no mínimo, fizemos isso; liberar prédios; fechar um número significativo de escritórios fora do Brasil; reduzir substancialmente o escritório de Houston; diminuir o número de expatriados em cada escritório; terceirizar a prática de educação física – que antes tínhamos academia na Petrobras, isso proporcionou a ampliação de oportunidades para os nossos empregados ao mesmo tempo que reduziu substancialmente custos. São coisas pequenas, lançamos um programa de ideias, nossos colaboradores estão contribuindo com sugestões para redução de custos, cada diretor executivo apresentou o seu plano para contribuir na redução de

custos, US\$8 bilhões, o nosso plano de demissão voluntária está funcionando a pleno vapor, como nós escrevemos no *release*, já se inscreveram 1.560 pessoas, foi mais rápido do que esperado, e esses empregados estão em processo de desligamento. E vamos implementar nosso programa de transformação digital. Para isso estamos criando uma diretoria, como eu falei, vai aprofundar, já desenhamos um programa de treinamento, parcerias, e isso vai ser aprofundado ao longo dos próximos meses e terá uma contribuição positiva, eu diria, e significativa a partir de 2020.

São movimentos que, no curto prazo, não produzem resultados, apenas aqueles cortes em despesas discricionárias, como redução de publicidade, de patrocínios, já estão começando a se refletir. Mas a mudança de processos, a redução de pessoal, isso vai se refletir a médio e longo prazos. Nós não temos nada para mostrar ainda que seja significativo. Temos a mostrar apenas a disposição de reduzir cada foco de alta de custos, cada real de custos que a gente reduz nós comemoramos porque isso é muito importante para o futuro dessa companhia.

Sr. Pedro: Está ótimo, perfeito. Muito obrigado pela explicação Roberto, Andréa e todos. Obrigado, parabéns.

Operadora: A próxima pergunta vem de André Hachem, Itaú.

Sr. André: Obrigado pela pergunta. Tenho 2 perguntas, uma para o Capo e uma para Andréa, ou talvez para o Roberto também. A primeira pergunta, para o Capo, é em relação ao cronograma das plataformas futuras. Boa parte delas ainda está em contratação ou estão ainda para ser contratadas. Queria entender se você vê algum risco na curva pós-21, quando essas unidades estão para entrar.

Também relacionado à produção, eu queria entender um pouquinho como é que você está vendo o mercado de sonda no Brasil. A gente tem visto bastante novas empresas entrando, novos leilões, se começa a ver um mercado de sonda um pouco mais apertado ou se ainda tem muito equipamento sobrando?

Para o André para o Roberto, eu queria entender um pouquinho melhor em relação a Petros. O déficit do plano superou o limite legal em 2018 e agora tende a ter um reequacionamento em 2019. Queria entender como estão indo essas negociações de reequacionamento e um pouco a cabeça de vocês em relação ao plano em si. Se você pensar nele como se fosse uma dívida, ele tem um custo de serviço relativamente alto. Vocês veem espaço para pré-pagar isso e tentar diminuir o déficit para diluir esse custo da dívida do plano? Obrigado.

Sr. Capo (Carlos Alberto): Bem, bom dia, André, muito obrigado pelas perguntas. Vou começar aqui pelas sondas. Não, a gente ainda vê um mercado mais ofertante do que demandante nessa questão de sondas, a gente vê oportunidades ainda boas e o momento é bom para contratação.

Sobre as UEPs, nós estamos aí bastante avançados em várias delas e progredindo aí, agora já estamos na fase de contratação, devem entregar Parque das Baleias, e

Marlim I e II, estão dentro do prazo, e nós mantemos a nossa mesma perspectiva que está aí na figura e está associado com o planejamento aí para o SEAP e Itapu.

Eventuais problemas que a gente venha a enfrentar nesse mercado não vão mudar significativamente a nossa expectativa. Na realidade, o mercado de sondas ele está menos demandado, mas o mercado de UEPs está mais demandado. Então, eventualmente, algum atraso que a gente possa ter nesses projetos pode ser em função exatamente do mercado, da capacidade do mercado nessas negociações com ele.

Mas estamos em “torno de” dos planos que a gente tem. Não temos expectativa de ter grande variação.

Sra. Andréa: Bom, é Andréa falando, obrigado pela sua pergunta, André. Quanto à Petros, a gente tem um plano grande aí, de fato, de reestruturação dos *liabilities*, né. A gente tem aí em curso o plano PP3, que é um plano de contribuição definida, que já foi aprovado pela SEST e ainda precisa de aprovação pela PREVIC. A gente imagina que a gente vai conseguir migrar uma parcela das pessoas que hoje estão no PPSP, né (que é o plano antigo), para esse plano, e a gente vai tratar um pedaço do problema.

A gente tem hoje em curso o PED, que é o plano de equacionamento, que também tivemos evoluções muito positivas porque as liminares que a gente tinha, que evitavam o pagamento das pessoas, dos participantes, e, por consequência, da Petrobras também, a gente conseguiu vencer as liminares e a maior parte, então estamos de volta ao pagamento do PED, que ficou interrompido por um tempo. Então, isso também foi uma melhora significativa.

Além disso, a gente está reestruturando o time da Petros, então a gente já trouxe um diretor financeiro novo, estamos no processo de contratação do presidente, estamos mudando também o conselho, o CD, né, que é o conselho de administração, as pessoas hoje da Petrobras que são indicadas para sentar na Petros trazendo uma maior senioridade a esse time. Mas, de fato, a Petros é um plano de trabalho de longo prazo, então não é uma coisa que a gente possa dizer que a gente resolve no curto nem no médio prazo, porque são diversas etapas aí que a gente vai ter que cumprir para conseguir, de fato, resolver esse problema.

Mas o foco é total, eu estou trazendo para a minha responsabilidade, o RH junto comigo também, porque eu acho que é super-relevante que a gente trabalhe junto financeiro, RH e o jurídico para que a gente, juntos, consiga, de fato, resolver esse problema.

Sr. André: Perfeito, obrigado pela resposta.

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: Pois não. Eu gostaria de agradecer a todos pela atenção e pelo interesse demonstrado em suas perguntas, e deixar como mensagem que os melhores dias da Petrobras ainda estão muito à frente de nós. Então, esperamos aprofundar o processo de criação de valor para os acionistas.

Operadora: Obrigada. Senhoras e senhores, o áudio dessa teleconferência para *replay* estará disponível no site de relações com 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 participação e tenham um bom-dia.