

Webcast - Resultados do 1º trimestre de 2024

13 de maio de 2024

Ana Paula: Bom dia. Sejam todos muito bem-vindos ao webcast da Petrobras com analistas e investidores sobre os nossos resultados do primeiro trimestre de 2024. É um prazer estar aqui com vocês hoje. Esse evento vai ser apresentado em português, com tradução simultânea para o inglês. Os links para os dois idiomas se encontram em nossa página de relacionamento com investidores.

Gostaríamos de informar que todos os participantes acompanharão a transmissão pela internet como ouvintes. Depois da nossa introdução, teremos uma sessão de perguntas e respostas. Vocês podem enviar as suas perguntas pelo e-mail petroinvest@petrobras.com.br.

Estão presentes hoje conosco:

- Carlos Travassos, Diretor Executivo de Engenharia, Tecnologia e Inovação;
- Clarice Coppetti, Diretora Executiva de Assuntos Corporativos;
- Cláudio Schlosser, Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados;
- Joelson Mendes, Diretor Executivo de Exploração e Produção;
- Mário Spinelli, Diretor Executivo de Governança e Conformidade;
- Maurício Tolmasquim, Diretor Executivo de Transição Energética e Sustentabilidade;
- Sérgio Caetano Leite, Diretor Executivo, Financeiro e de Relacionamento com Investidores e;
- William França, Diretor Executivo de Processos Industriais e Produtos.

Para iniciar, vamos assistir um vídeo com uma mensagem do nosso Presidente Jean Paul Prates:

[vídeo] Jean Paul Prates: Bom dia a todos e todas. Hoje vamos detalhar nossos resultados financeiros do primeiro trimestre de 2024.

A mensagem principal que eu gostaria de deixar para vocês, antes da apresentação dos números, é o nosso compromisso com a execução e o financiamento do nosso plano de investimentos, com disciplina de capital e geração de valor para os acionistas e para a sociedade.

Mantemos uma geração de caixa consistente nesse trimestre, que nos dá segurança em relação aos investimentos futuros, incluindo aqueles para o crescimento da produção. Nesse trimestre, e também em relação ao trimestre anterior, tivemos uma queda na produção de petróleo e gás já esperada, porque programamos paradas de manutenção em plataformas. Portanto, é um movimento planejado, que não impacta nossa curva de produção prevista no plano estratégico.

Destaco aqui se tratar de uma variação de curto prazo, pois, quando comparamos com o primeiro trimestre de 2023, a produção da Petrobras cresceu 3,7%, ou seja, aumentamos a produção dos últimos 12 meses e a trajetória é de crescimento na curva projetada no nosso plano estratégico 24-28.

No segmento de exploração e produção, tivemos uma ótima performance dos FPSOs Almirante Barroso, em Búzios, e P-71, em Itapu, que atingiram o topo da produção no fim do ano passado. Estamos crescendo a produção dos FPSOs Sepetiba e Mero e Anita Garibaldi, na Abacia de Campos.

Para o segundo semestre, vamos começar a operar o FPSO Marechal Duque de Caxias, que será o terceiro sistema definitivo de produção do campo de Mero, com capacidade para produzir até 180 mil barris de óleo por dia e 12 milhões de metros cúbicos de gás. Falando um pouco de downstream, vocês sabem que o primeiro trimestre é sempre mais fraco em volume de vendas por questões de sazonalidade. Nós aproveitamos esse período também para fazer paradas programadas de manutenção nas refinarias. E mesmo com importantes paradas programadas na REPAR e na REPLAN, o fator de utilização do nosso parque de refino continua elevado, atingindo 92% nesse primeiro trimestre de 2024, 7 pontos percentuais acima do FUT de um ano atrás.

É importante que se diga que esse aumento no nível de processamento das refinarias está ocorrendo com geração de valor e com total segurança. A participação de diesel, gasolina e QAV em relação à produção total foi de 67% no primeiro trimestre. Estamos de olho também nos novos mercados de baixo carbono. Nesse trimestre, por exemplo, ampliamos a oferta de produtos mais sustentáveis, iniciando a comercialização de diesel R5 com conteúdo renovável na RPBC, que, assim como a REPAR, já está apta a vender o diesel R5. Também fechamos uma parceria com a segunda maior distribuidora de asfaltos do país para a venda do CAP Pro W, um tipo de asfalto mais sustentável.

Esse foi o resumo do nosso desempenho operacional no primeiro trimestre, que nos levou a um lucro líquido de US\$4.8 bilhões, EBITDA ajustado de US\$12.1 bilhões e um fluxo de caixa operacional de US\$9.4 bilhões. Um destaque importante é a nossa dívida financeira, que vem caindo a cada trimestre. Fechamos o primeiro trimestre com uma dívida financeira de US\$27,7 bilhões, o menor nível trimestral desde 2010. Também destacamos que o retorno aos nossos acionistas, considerando a valorização da ação e o pagamento de dividendos, continua sendo o maior da indústria nos últimos 12 meses. E, considerando apenas o primeiro trimestre de 2024, nosso retorno público em tributos e outras participações governamentais alcançou a cifra de R\$68 bilhões.

São números consistentes, que demonstram a saúde financeira da Petrobras. Essa robustez alicerça a ambição de uma empresa que pretende seguir crescendo, inovando e se transformando.

Para além do nosso sucesso recente, queremos frisar que o nosso case de investimento é de longo prazo. Estamos construindo a Petrobras do futuro, uma empresa mais eficiente, comprometida com a geração de valor, com atenção às pessoas e conectada com uma transição energética justa.

Obrigado a todas e todos pela participação e bom evento!

Ana Paula: Iniciaremos agora a apresentação sobre os resultados do primeiro trimestre de 2024. Para começar, então, passo a palavra para a nossa Diretora de Assuntos Corporativos, Clarice Coppetti.

Clarice Coppetti: Muito obrigada, Ana Paula. Meu muitíssimo bom dia a todas, todos e todes. É uma imensa satisfação a gente estar aqui hoje com vocês para poder divulgar os nossos resultados desse primeiro trimestre e trazer também algumas informações que me incumbiu aqui a Diretoria Executiva referente às nossas ações todas, à nossa atuação no estado do Rio Grande do Sul nesse momento em que o estado está entrando aí na terceira semana dessa catástrofe climática.

Praticamente desde o dia 1º de maio nós já estamos abrigando muitas pessoas, mais de 600 pessoas, dentro do nosso centro em Canoas, que fica praticamente junto à nossa refinaria Alberto Pasqualini, dando todas as condições possíveis a essas pessoas que perderam as suas casas, que estão desalojadas, de refeições, de possibilidade de alimentação, higiene e também abrigo durante todo o dia e possibilidade de dormir à noite numa situação o mais confortável possível.

Então, esse tem sido um trabalho incrível lá, não só da nossa equipe local, mas também extremamente suportada por toda a doação que a gente tem conseguido realizar e vocês podem ver aí na tela. A gente já fez aí uma doação de mais de R\$7,6 milhões para aquisição de itens de primeira necessidade para as comunidades atingidas. Obviamente, a nossa atuação é bastante forte ali na cidade de Canoas e Esteio, onde a gente tem o principal ativo nosso no Rio Grande do Sul, que é a refinaria Alberto Pasqualini. A doação de combustível, mais de cerca de 500 mil litros, e sempre tem vindo demandas da Defesa Civil, do Governo do Estado e também de outras instituições públicas para a doação desses combustíveis. O fornecimento de água potável, que é muito importante nesse momento do estado, é uma crise de abastecimento de água, isso tem sido um trabalho também constante, o fornecimento de banheiros, químicos para atender à população. E também, na parte de logística, a cessão de helicóptero para transporte de mantimentos e também embarcações que a gente tem que são vinculadas ao nosso Centro de Defesa Ambiental, que fica no município de Imbé, mas que estão disponibilizadas aí para a Defesa Civil do Estado para o resgate dessas vítimas.

E, trazendo algumas informações bastante breves aqui, a nossa refinaria Alberto Pasqualini ela segue operando, atendendo às demandas de combustível, que nesse momento é muito importante lá para o estado. Já fomos demandados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS) para começar a despachar energia da nossa usina termoelétrica de Canoas. Então, a empresa tem colocado toda a sua força, não só a sua solidariedade, mas também a sua força toda para manter os seus ativos intactos e funcionando, porque a gente sabe que eles são necessários nesse momento para a população e também para a recuperação do Estado.

Na próxima tela, a gente traz algumas informações aqui, um pouco dos nossos destaques corporativos, que é uma parte importante para que a gente sustente todos os negócios da companhia, para que a gente sustente todas as áreas, então a gente tem aí trazido não só, vamos dizer assim, um processo grande, seletivo, que a gente já fez esse ano, mas a gente tem feito uma contratação significativa de novos empregados e, em conjunto com isso, a gente também está lançando aí o maior edital que a gente tem até agora do programa Petrobras Jovem Aprendiz. São mais de mil vagas, a gente também está trabalhando aí com uma reserva significativa desse Jovem Aprendiz que tem carteira assinada, acesso ao plano de saúde da Petrobras e outros benefícios.

A gente também está trabalhando com jovens que estão em processos socioeducativos, também estamos reservando vagas para jovens PCDs. O programa de estágio também, que há muito tempo que a Petrobras ficou fora, a gente tem retomado, isso é importante, não só para a gente também estar num relacionamento forte com as universidades, com os institutos federais tecnológicos, mas para a gente trabalhar também a Petrobras como uma grande marca empregadora no país.

E durante, obviamente, esse processo todo aqui na Petrobras, todo empregado que entra, todo trabalhador que é contratado, trabalhadora, tem um processo fortíssimo de qualificação, de onboarding, e a gente teve aí nesse trimestre mais de 700 novos empregados que foram recebidos nesse primeiro momento na empresa e estão nos processos de formação e de qualificação.

E não poderia deixar de falar aqui para vocês também que a gente tem investido fortemente, toda a Diretoria Executiva da Petrobras, no lançamento de iniciativas visando incentivar o aumento da diversidade na liderança da companhia. Nós temos hoje no quadro da companhia 17% de mulheres, muitos, vamos dizer assim, dos regimes especiais, regime de embarque, dos embarcados, regime de turno, na sua grande maioria, obviamente, nós temos a presença dos trabalhadores masculinos, mas a gente tem investido fortemente para aumentar as lideranças femininas assumindo posições de chefia dentro da companhia.

Além disso, não dá para deixar de falar aqui de um projeto recentemente lançado que tem um impacto no país, nas áreas em que a gente atua principalmente, que é o nosso Programa de Autonomia e Renda. É um programa que está ofertando 20 mil vagas para cursos de capacitação profissional para pessoas que estão em situação de vulnerabilidade social e sem vínculo de trabalho formal.

O programa está integrado, obviamente, ao nosso planejamento estratégico 24-28 e ele visa, no entorno também fortemente das nossas operações, qualificar mão de obra, porque a gente tem aí, no planejamento 24-28, uma série, inclusive, de paradas e que a gente necessita a contratação de mão de obra terceirizada para atuar nesses processos.

Cabe destacar também, isso certamente os nossos investidores, os analistas de mercado têm acompanhado, um grande problema, o problema mundial da questão de saúde mental nas companhias. Nós acabamos de receber um prêmio, o Prêmio Global de Saúde Mental da ONU, Mente em Foco, por termos aí, num espaço de um ano, tido engajamento de mais de 6 mil lideranças da companhia, cerca de 6.700 lideranças, com formação em todas as áreas que a gente pôde trazer para conseguir não só identificar, mas atuar dentro da companhia fortemente para que a gente tenha uma saúde mental, vamos dizer assim, garantida e atuando nos casos, obviamente, mais críticos.

Além disso, a gente lançou o Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa. Isso tem um avanço dos compromissos todos dessa temática. Nós estamos também colocando isso nos nossos fornecedores, a gente está aí com o desafio de estar bem colocada no ranking dos Direitos humanos até 2030. Então, é um desafio não só das áreas corporativas, da área de responsabilidade social, mas isso está em cada uma das diretorias.

Por favor, mais uma tela. Aí eu chamo agora – certamente vocês estão esperando com bastante ansiedade – o nosso Diretor Financeiro, o Sérgio Leite, para trazer aqui as informações da área financeira para vocês. Muitíssimo obrigada e estamos à disposição.

Sérgio Leite: Obrigado, Clarice. Bom dia a todos. Toda a solidariedade da Petrobras aos nossos irmãos do Rio Grande do Sul, que estão passando por esse momento difícil e momento que necessita muita ajuda para promover a superação.

Em termos de resultados do primeiro tri, vale a pena mencionar alguns destaques operacionais. Búzios atinge a produção de 1 bilhão de barris de óleo, um marco importante. Tupi completa 15 anos de operação, o nosso maior campo, com a produção até o momento de 2,6 bilhões de barris equivalentes de óleo. Além disso, as nossas

unidades, várias delas, estão em processo de ramp-up pela curva de crescimento de produção. Vale a pena a gente mencionar o Almirante Barroso, a P-71, a Anna Nery, Anita Garibaldi e Sepetiba, e com a notícia ainda de que já partiu, já vem a caminho, no próximo semestre começa a produção o Marechal Duque de Caxias, uma unidade importante que vai agregar à nossa curva 180 mil barris de óleo por dia, 12 milhões de metros cúbicos de gás. Um reforço importante, é um sistema definitivo e está no campo de Mero.

Ainda na área do E&P – e já passando aqui para o impacto no nosso resultado trimestral – a equipe de E&P adotou uma estratégia de fazer paradas importantes nesse primeiro tri, é um tri de vendas mais fraco normalmente, nunca na história da companhia, do ponto de vista de vendas de derivados, nós tivemos um primeiro tri maior do que o quarto, ou seja, um movimento normal de sazonalidade.

Nessa mesma altura, e devido à produção crescente que a Petrobras vem entregando, o time de E&P resolveu fazer paradas importantes de manutenção em algumas unidades de produção. O impacto dessas paradas nesse tri em relação ao primeiro tri de 2023 é do dobro. Essas paradas produziram um impacto da curva de produção relevante. Apesar disso, comparando o primeiro tri de 24 com o primeiro tri de 23, a nossa produção cresceu 3%. É um marco interessante.

O parque do refino, um dos orgulhos da companhia, continua entregando taxas de utilização elevadas. O nosso FUT está aí em 92%. Entregamos FUTs expressivos ao longo de 2023 inteiro e, por conta disso e por outros fatores, paramos refinarias para a parada de manutenção, REPLAN e REPAR. E mesmo contando com essas paradas de manutenção, entregamos produções grandes de QAV, de lubrificantes, 92 mil barris por dia de QAVs e 11 mil barris de lubrificantes maiores respectivamente desde o primeiro tri de 20 e 19.

Produção de derivado ela está concentrada em produtos que entregam alto valor, a participação de diesel, gasolina e QAV na produção total é de 67%, isso é muito positivo para a companhia, a eficiência do parque de refino à prova. Parque de refino também mereceu destaque nas questões de transição e eficiência de utilização de energia, viemos melhorando os nossos números nessa área também.

O processamento de óleo do pré-sal, ele bate um novo recorde, 67%, 2 pontos percentuais acima do quarto tri. Isso é muito importante para a área de logística, dá flexibilidade e permite ganhos de escala. Diesel R, um produto Petrobras, o coprocessado, entrou em produção, a gente começou a entregar o Diesel R também pela unidade de carregamento rodoviário da RPBC, segunda refinaria despachando o Diesel R no sistema, um marco importante.

Um outro que merece destaque também é nossa área de transição energética. A Petrobras registrou uma redução nas emissões do Campo de Marlim em 55%. Um valor expressivo. Um outro dado importante, desde 2015 para cá, a Petrobras reduziu em 41% as emissões de gases de efeito estufa. É a transição perpassando toda a companhia.

Para entregar essa redução, sofreram mudanças, passaram por aperfeiçoamento tanto a área de E&P quanto o downstream todo. Redução também nos quilos de CO2 por barril. Essa área de transição nós vamos entregar novidades nos próximos tempos, mas ela vai de vento em polpa conforme planejado. É uma área nova dentro da Petrobras, mas que vai muito bem. Ela está intimamente ligada à área de Inovação, que é uma outra característica operacional Petrobras, uma característica muito forte. Todos ouviram falar do HISEP, de um sistema que fica no leito, no assoalho do mar, do oceano,

e separa o gás rico em CO2 e reinjeta. Isso é uma tecnologia Petrobras, só foi possível devido ao constante investimento em tecnologia.

Nós temos perto de 3,6 bilhões no nosso PE, quase 1 m bi por ano se fizermos uma média. Boa parte desse investimento, sobretudo nos 2 últimos anos do PE, estão focados em transição. Foi esse tipo de investimento, foi esse direcionamento pela tecnologia que nos permite hoje ter os resultados que temos no pré-sal. Então, uma área importante da Petrobras é essa busca pela inovação e pela tecnologia.

No campo dos destaques financeiros, o presidente Jean já adiantou vários deles no vídeo, são destaques importantes. A gente entrega um EBITDA de US\$12,1 bilhões no trimestre, oitavo maior EBITDA da história da companhia, perto de R\$60 bilhões. Um fluxo de caixa operacional de 9,4, bastante expressivo, US\$9,4 bilhões de fluxos de caixa operacional, em torno de R\$46,5 bilhões. Um lucro líquido de US\$4,8 bilhões, perto de R\$23,7 bilhões.

Muito importante – a gente vai ver mais à frente, vai repassar esse valor –, houve um impacto de desvalorização cambial de perto de US\$2 bilhões, perto de R\$11 bilhões no nosso lucro líquido. Mesmo assim, um lucro líquido expressivo. O fluxo de caixa líquido de US\$6,5 bilhões, R\$32 bilhões. Tributos pagos, R\$68,2 bilhões.

São números de uma grande companhia, que vem demonstrando crescimento. Mas, além dos números expressivos, a Petrobras começa a acompanhar a sua operação por índices. Esses índices muitas vezes traduzem a eficiência da companhia, traduzem, sobretudo, o espaço que a Petrobras ainda tem para crescer em termos de geração de valor para os seus investidores.

Nós consideramos que o preço da companhia ainda está aquém do que ela deveria estar no mercado. Se nós olharmos para o valor da empresa sob a reserva aprovada –, como vocês sabem, a reserva aprovada é um fator importante de medição de valor das companhias de óleo e gás no mundo –, mas se olharmos enterprise value, valor da empresa, sob reserva aprovada, as majors cresceram 3.2%, saíram de um índice de 22.2 para 22.9, cresceram 3.2% no primeiro tri de 24.

Se olharmos a Petrobras no tri a tri, a Petrobras cresce 10 vezes esse valor. Vou repetir, as majors cresceram de tri a tri nesse índice, valor da empresa, sob reserva aprovada 3.2. A Petrobras cresceu 33.3, 10 vezes a média das majors. Isso mostra que, além de ter crescido, a gente ainda tem bastante a agregar.

Tivemos também, no caso do valor da empresa, considerando o valor da empresa sob EBITDA, também ficamos acima da média das majors, elas crescendo 48,5% e a Petrobras 75%. Expressivas entregas de retorno ao acionista, retorno total ao acionista, considerando valorização mais dividendo. Só considerando as ADRs PN, em 12 meses, março a março, a Petrobras entrega uma valorização de 107,3% em dólar, em ADR mais dividendo preferencial. Nas ordinárias, perto de 84% de crescimento, 83.4%.

Isso prova que, além do valor, do espaço em valor agregado, a companhia é a tese de investimento de médio e longo prazo. Se considerarmos 10 anos, a média dos valores da major regrediu 5%. A Petrobras cresceu 22% apesar de todas as variações, considerando 10%. Isso é muito importante para investidores de médio e longo prazo, investidores institucionais, fundos de pensão, aquele investidor que quer o seu recurso seguro no tempo.

Lidamos com cenário adverso durante esse primeiro tri. Na tela vocês podem ver alguns destaques, mas eu chamo atenção a algo bastante importante, o crack spread do diesel, ou seja, a margem entre o valor do barril e o diesel vendido. Se considerarmos tri a tri, ele reduziu 26%. Reparem, o produto é refinado, mais expressivo na nossa receita, o

diesel, teve uma redução na margem de 26% e uma redução do quarto tri por primeiro tri de 14%. Isso impacta não só a Petrobras, isso impacta todas as majors, mas é importante ter em conta essa variação.

Como nós falamos, nós temos uma sazonalidade do quarto por primeiro tri. É fácil de entender, no quarto tri tem safra, tem movimentação de carga visando o Natal, o Réveillon, é uma reta crescente desde o começo até o final do quarto tri, mas no primeiro tri nós não verificamos esse combustível. Nunca na história da companhia você teve, como eu já disse, um primeiro tri que tenha vendido mais combustíveis do que o quarto tri do ano anterior. Portanto, um comportamento normal nesse sentido.

No entanto, a gente teve alguns fatores que, além da sazonalidade, impactaram a venda. Exemplo, uma maior safra de etanol, no caso da gasolina, uma maior safra de etanol pressionando aí as vendas, levando a opção de alguns motoristas, de alguns utilizadores finais pelo etanol. No caso do diesel, nós tivemos aí pressão do aumento do mandato de uso de biodiesel e alguma pressão do diesel russo.

Apesar da parada de refinaria, as nossas vendas, mesmo assim, nos possibilitaram – pode mudar o slide – a geração de caixa de US\$9.4 bilhões e, algo importante, um fluxo de caixa livre de US\$6.5 bilhões.

Todo o recurso gerado no nosso caixa durante o primeiro tri, permitiu que nós fizéssemos face a nossa necessidade e com alguma sobra. Então, apesar da redução, a empresa permanece saudável, robusta, dando lucro com números expressivos.

Passando para a análise da nossa dívida, nossa dívida bruta reduziu e a nossa dívida financeira reduziu também. Nós temos a menor dívida financeira na Petrobras desde 2010. Na série histórica, desde 2010, nós temos a menor dívida financeira na companhia, com uma dívida total, uma dívida bruta decaindo.

Por favor, pode mudar o slide. Nosso lucro líquido, ele teve, como eu referi, um impacto considerável da variação cambial. Nós entregamos um lucro líquido de US\$4.8 bilhões no primeiro tri. Se analisarmos do quarto tri para o primeiro, uma redução de 16%. Se analisarmos período a período, uma redução um pouco menor.

O que é que ocorre? Só de variação cambial foram em torno de US\$1.9 bilhões, perto de R\$11 bilhões de impacto negativo no nosso lucro líquido devido à variação cambial, cotação no final do período.

Pode passar. A Petrobras segue sendo o maior contribuinte brasileiro e ela entrega para a sociedade 66% da sua geração de caixa em forma de dividendos ao acionista controlador, participações governamentais, impostos nas diversas esferas, federal, estadual, municipal. Então, algo importante, um destaque importante para a companhia.

Foi aprovada a distribuição de R\$13.45 bilhões em dividendos, na realidade a companhia gera 14.6 bilhões de dividendos, aplicada a fórmula nos seus dividendos ordinários, abatido 1.15 bilhão de recompra de ações. O programa de recompra de ações da Petrobras é um programa de êxito. Na média, esses programas de recompra entregam 70% do programado, a Petrobras já roda em 86%, acima dos 86% do programa. Essa tranche do programa de recompras, que, como vocês sabem, está incluída na política de remuneração do acionista, ela tem um fim marcado para o mês de agosto. Ela iniciou com a proposta de recompra de 157 milhões de ações preferenciais. Nós já passamos dos 130 milhões de ações compradas. Nós abatemos o dividendo distribuído, então num total de 14,6 bilhões aprovados pelo Conselho de Administração. Em dividendos e JCP, nós vamos pagar R\$13,45 bilhões, já abatidos os 11,15 usados para distribuição.

Então, a nossa tese de investimento de longo prazo está mantida. O nosso primeiro tri foi impactado por decisões estratégicas muito importantes de paradas de manutenção no parque de refino necessários. Essas paradas vinham sendo rareadas na gestão passada, nessa foram retomadas, a maior frequência de paradas, o FUT elevado que nós entregamos o ano passado demandou essa parada, optamos por parar as refinarias agora em janeiro, duas delas, e optamos em dobrar o impacto com a parada de produção no mês de janeiro.

Muito importante, a curva de produção apresentada no nosso planejamento estratégico ela será mantida, ou seja, nós vamos ter a recuperação dos nível de produção com a volta da retomada. Trimestre que vem, ainda teremos algumas paradas, mas vamos retomar gradativamente a nossa produção. Ela roda hoje em torno de 2,77 milhões de barris por dia e será entregue a curva de produção, conforme apresentado no planejamento estratégico.

Vou passar agora para o Carlos Travassos, ele vai falar um pouco do andamento dos nossos investimentos.

Carlos Travassos: Obrigado, Sérgio. Muito bom dia a todos. Vou trazer aqui uma breve atualização de algum dos empreendimentos que estão previstos entrar em operação em 2024 e 2025.

Vou começar aqui pelo segmento upstream. O primeiro deles já é a unidade prevista para iniciar em 2024, o FPSO Marechal Duque de Caxias, terceiro sistema definitivo do Campo de Mero, que vai adicionar a capacidade de 180 mil barris de petróleo por dia, como foi dito. Esse empreendimento, uma vez implementado, aumenta a capacidade de processamento em Mero para 590 mil barris de petróleo por dia. Essa unidade é a unidade que vai receber o HISEP, o Sérgio fez uma citação ali, então o HISEP tem previsão de entrada em operação no segundo semestre de 2028. A gente está numa fase lá de detalhamento, de qualificações técnicas no contrato que a gente assinou em dezembro do ano passado.

Bom, seguindo agora para as unidades que vão estar entrando em operação no próximo ano, e aí em ordem cronológica, o primeiro deles é o FPSO Maria Quitéria. O Maria Quitéria saiu do estaleiro no último dia 6, já está em trânsito para o Brasil. Ele tem uma capacidade de produção de 100 mil barris de petróleo por dia e de capacidade de processamento de gás, de compressão de gás, de 5 milhões de metros cúbicos também por dia.

Essa unidade, ela vai incorporar tecnologia de ciclo combinado, vai ser a primeira unidade offshore de produção da Petrobras a estar combinando os dois ciclos térmicos, o que aumenta e vai aumentar a eficiência e, como consequência, a redução de emissões dessa unidade.

Seguindo aqui para as próximas unidades, o Búzio 7, o FPSO Almirante Tamandaré, que finalizou a fase de instalação dos módulos ali no convés da unidade e agora está em fase de integração. Ela tem a saída prevista do estaleiro ainda para o segundo semestre de 2024 e entrada em operação em 2025.

Na sequência, o FPSO Alexandre Gusmão, que está com a fase final de içamento dos módulos, que vai ser a quarta unidade para entrar no campo de Mero. E, por último, a unidade própria prevista para entrar em 2025, a P-78, que já está em Singapura para a fase de lifting. Acabei de receber a informação que chegaram ontem os últimos módulos que foram construídos aqui no Brasil, já chegaram no estaleiro, portanto, prontos para serem içados para, uma vez findada a fase de lifting, a gente inicia a integração da unidade, que tem previsão de entrada em operação no último trimestre do próximo ano.

Passando agora para os empreendimentos no segmento de downstream, a gente começa aqui falando da RNEST. A primeira citação que eu faço aqui é a obra da SNOx, a nossa unidade de abatimento de emissões, que vai aumentar a capacidade de produção daquela refinaria em 27 mil barris de petróleo por dia. Nós estamos lá mobilizados, entramos com essa unidade agora no segundo semestre de 2024.

Também em curso lá na RNEST, a ampliação do trem 1, que vai aumentar em 15 mil a capacidade de processamento da refinaria, que a gente chama lá de revamp do trem 1. Hoje a gente está em fase de fabricação de equipamentos, tubulações, de inspeções. E a gente tem também em curso a licitação do trem 2, essa sim vai aumentar a capacidade de processamento em 130 mil barris de petróleo por dia. A gente recebeu as propostas no último mês de março e está em uma fase de avaliação dessas propostas e negociação com os proponentes.

Passando agora para o Rota 3, uma obra extremamente relevante para a gente, a gente está finalmente encaminhando para uma fase final da UPGN, com a previsão de entrada mantida, previsão de entrada agora no segundo semestre de 2024. Agora em julho, a gente pretende fazer uma operação bastante relevante, que a gente chama de pressurização reversa. Então, como o nome sugere, a gente vai estar pressurizando a partir do trecho de terra para o mar já com gás, com gás vindo de Cabiúnas.

Lá também em Itaboraí, a gente tem um processo licitatório em curso para a construção de uma unidade de fabricação de óleo lubrificante do Grupo 2, que vai ter uma capacidade de produção de 12 mil barris de óleo lubrificante por dia. Temos também, nesse mesmo processo, a unidade de HCC e unidade de HDT para a produção de diesel S10 e de QAV.

Bom, agora passando aqui para o RPBC, a gente tem também uma obra que o segmento já espera por muito tempo, o fechamento do sistema de Blowdown, o alívio das válvulas de lubrificante da nossa unidade de produção de coque, também prevista para esse ano, 2024. Essa é uma condicionante ambiental que a gente está cumprindo.

Também estamos aumentando a nossa capacidade de tancagem de diesel S10 ali em Goiás, no terminal Senador Canedo e em Uberlândia, em Minas Gerais. E, por último ali, o destaque que é a nossa obra da HDT, uma unidade de hidrotreatamento na produção de S10, que está em curso ali na REPLAN, e que vai ter uma capacidade de produção de 63 mil barris por dia.

Então, isso é um sumário, um resumo do que a gente tem em termos de implementação de infraestrutura. Eu devolvo a palavra ao Sérgio Caetano.

Sérgio Leite: Obrigado, Travassos. Encerrando essa apresentação para passarmos as perguntas e respostas, eu queria voltar a afirmar alguns pontos importantes da nossa performance do primeiro tri.

Primeiro, apresentamos resultados consistentes. Todo o resultado foi dos impactos ocorridos, as externalidades, basicamente no óleo, no petróleo, preço do Brent e câmbio, são as maiores externalidades. Nos refinados, nos produtos que produzimos a partir do petróleo, já foram citados quais foram as externalidades de impacto, mas um resultado consistente com o nosso planejamento, refletindo decisões de gestão pensadas para entregar os resultados promovidos aí no PE, então resultado consistente, trajetória em linha com o planejado, números e resultados financeiros muito expressivos para o primeiro tri.

A título de informação, seguramente a Petrobras está entre as duas maiores pagadoras, entregadoras de resultados por seus investidores no mundo. Então, seguimos numa

rota consistente e a trajetória de crescimento, com novidades positivas a serem agregadas. Não vale a pena repetir os números. Vale a pena ressaltar que a tese de investimento da Petrobras é uma tese de médio e longo prazo, portanto, segura.

A companhia segue como a maior investidora, acima da média das majors, em investimento no setor de óleo e gás. Isso é uma aposta consistente, um sinal de resiliência, uma aposta no futuro. Retornos expressivos, como nós falamos, um retorno total para o investidor, se considerarmos as ADRs ordinárias, de 84%, 107% nas preferenciais em dólar. O EBITDA cresceu nos últimos tempos, então, com disciplina financeira, controle da dívida e, acima de tudo, gente, apostamos no nosso maior bem, que são as pessoas, os nossos petroleiros e petroleiras.

Obrigado e vamos para as perguntas e respostas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Ana Paula: Muito obrigada, Sérgio. Agora daremos início à sessão de perguntas e respostas. Eu peço que cada participante faça, por favor, até duas perguntas. A primeira pergunta será do Bruno Montanari, do Morgan Stanley. A gente está abrindo seu áudio, Bruno.

Bruno Montanari: Bom dia –ou quase boa tarde – para todos. Obrigado pela apresentação e por pegar minhas perguntas.

A primeira pergunta vai para o Sérgio em relação à remuneração ao acionista. Se a gente pensar em potenciais distribuições adicionais daquele lucro que permaneceu retido relativo ao resultado do ano de 2023, como que a gente pensa sobre a linha de tempo para que esses recursos sejam eventualmente distribuídos? Assumindo que a sua geração de caixa permaneça forte e o nível de caixa também robusto, como nos níveis atuais, faz sentido pensar que essas potenciais distribuições adicionais possam vir junto com o resultado do segundo ou do terceiro trimestre de 2024? Ou a companhia tomaria essa decisão apenas com o fechamento do ano?

E a segunda pergunta, sobre preço de combustível, se não me falha a memória, tem quase 7 meses desde o último ajuste na gasolina, mais ou menos 5 meses no caso do diesel, ambos cortes de preço, e o mercado bastante volátil, mas parecendo ter encontrado um suporte pelo menos próximo ou acima de US\$80 por barril. Então, queria ver como a companhia está enxergando essa dinâmica de mercado levando em consideração a sua metodologia, o CAC e, talvez mais importante, o VM. Muito obrigado.

Sérgio Leite: Bruno, muito obrigado pela pergunta, espero que você esteja bem, faz tempo que a gente não se vê. Vou tentar responder aqui de forma sintética. Com relação aos dividendos extraordinários que permanecem, ou o recurso referente a dividendos extraordinários do exercício de 23 que permanecem na reserva de remuneração de capital, o que foi determinado pela AGE é que se pagasse 50% nas datas estipuladas e que até o final desse exercício, portanto até o final do exercício fiscal do ano de 24, fosse reanalisado o saldo que ficou nessa conta, 50% que ficou lá colocado.

Não foi estipulado, Bruno, uma data, mas, como você sabe, a Petrobras entrega para a diretoria outlooks mensais, toda reunião de Conselho de Administração a gente apresenta esses outlooks, apresenta financiabilidade, execução de PE. Então, eu diria que essa deliberação por parte do CA ela pode acontecer ao longo desse ano e determinar uma distribuição esse ano ou no início do ano que vem.

Não há uma data fixada, não está determinado que seja no terceiro, no quarto, no segundo, ou que seja até o final do ano. A única data fixada, dando flexibilidade para o Conselho de Administração, é que ele vai ser analisado ainda nesse exercício. Importante, como vocês sabem, o recurso que está naquela reserva será destinado para pagamento de dividendos.

O que o Conselho de Administração, a governança da Petrobras, permanece é analisando a situação. Nós temos um cenário, como você sabe, de crise internacional volátil, toda hora apresentam-se surpresas. O último capítulo dessa crise – e note que as surpresas não se traduzem só no preço do barril, não se traduz só na volatilidade do preço do petróleo –, o último capítulo desse cenário implicou em alterações no custo frete, implicou em mudança de rota de abastecimento de países e de mercados.

Então, esse cenário permanece um cenário com pouca clareza ainda e o Conselho segue analisando e acompanhando, suportado pela Diretoria Executiva. Mas não há uma data marcada para distribuição. Há esse prazo aberto até o final do ano.

Emendando aqui nos preços, porque eles estão relacionados, nós temos um aniversariante na sala, que está fazendo um ano a estratégia comercial da Petrobras, e pode se comemorar, pode se cantar parabéns fora do webcast também, para o diretor Schlosser, que é meio pai e mãe dessa estratégia comercial.

E é importante notar que é uma estratégia comercial. Ela não é uma política de preço. Ela também trata de preço, mas ela trata de outras coisas, ela trata de logística, abastecimento, suprimento de áreas que porventura corram risco de desabastecimento, execução de leilões quando necessário, análise e reanálise das quantidades contratadas com nossos principais clientes. Ela é uma estratégia que tem vários pontos. Diferentemente do que acontecia no passado. No passado a Petrobras tinha uma política de preço e tinha um único alvo, que era o PPI.

Essa estratégia que faz um ano, ela cria, como todo mundo sabe, mas nunca é demais repetir, o valor mínimo ou valor marginal pelo qual a gente comercializa os nossos combustíveis e o custo alternativo do cliente. Para simplificar, o valor marginal é aquele valor no qual a Petrobras sai da mesa da negociação. Abaixo desse valor não interessa a companhia comercializar.

É óbvio que nesse valor está incluído margem para dividendos, margem para os nossos investimentos, o nosso PE, mas aquele valor marginal é o valor em que a Petrobras diz: “Por esse valor, não me interessa negociar, ela sai da mesa”.

Na outra ponta, no teto, você tem o custo alternativo do cliente, que, de forma simplificada, é o valor pelo qual para o cliente não interessa mais comprar, ele sai da mesa. Algumas pessoas no mercado dizem: “Ah, mas o custo alternativo do cliente não é o PPI”. Não, não é o PPI. Seguramente não é o PPI. O custo alternativo do cliente ele traz muitas vezes no valor do que a gente comercializa a certeza do abastecimento.

A Petrobras é uma companhia que tem uma logística invejável, tem a capacidade de abastecer, de colocar combustível em qualquer canto do território nacional. Muitas vezes o cliente pode preferir até comprar um pouco acima do PPI, mas ter a certeza de que não vai faltar combustível na bomba dele, do que pagar um valor ligeiramente mais baixo e viver na incerteza.

Então, o custo alternativo do cliente, ele engloba o custo marginal da última gota lá na ponta, é o preço pelo qual o cliente, a partir dele, acima dele, sai da mesa. Por que eu estou lembrando esses dados, Bruno? Você tem valores importantes do diesel russo

impactando o mercado. Em alguns centros, Paranaguá, Paraná e Santos, seguramente o custo alternativo do cliente, ele fica deslocado por esses preços.

Então, a gente não notou ainda uma mudança estrutural de variação entre o VM e o CAC. A gente tem notado que o petróleo já bateu 87, já bateu 83, já andou uma semana inteira perto dos 88, até um pouco mais, depois andou duas semanas nos 83-84. Imagine se a gente tivesse feito esses movimentos. A gente teria transferido uma volatilidade absurda para o nosso cliente e é muito ruim para a nossa gestão logística e de estoque.

O preço onde ele está, ele permanece a Petrobras seguir lucrando em condições boas de mercado e estamos monitorando o mercado. Vamos ver se vai haver alguma alteração estrutural que mereça mudança no preço. Obrigado. Espero ter respondido à altura, porque quem sabe disso aqui na sala, na realidade, é o diretor Schlosser.

Bruno Montanari: Perfeito, Sérgio, obrigado.

Claudio Schlosser: Deixa eu só acrescentar um pouco aqui. Antes de mais nada aqui, expressar minha solidariedade aos conterrâneos do Rio Grande do Sul. Acho que além do que a Clarice também apresentou, todos nós aqui estamos empenhados em garantir, nesse momento difícil, o suprimento de derivados e que não falte derivados tão imprescindíveis para o Rio Grande do Sul.

E também, não só no momento agora, mas estamos nos preparando para a reconstrução do Estado, a questão de necessidade de asfalto, futura, enfim, vamos trabalhando com tudo isso.

Então, só complementar então um pouco do que o Sérgio falou, né – Bruno, obrigado pela pergunta –, você realmente colocou que faz 7 meses que nós não temos um reajuste, os últimos reajustes foi o de gasolina, que aconteceu basicamente em outubro, foi uma redução, o preço de diesel também, ele aconteceu em dezembro, foi uma redução. E o que a gente tem observado mesmo, por fatores da economia global e pela tensão geopolítica, seja pela guerra da Rússia e Ucrânia, as tensões lá do Oriente Médio, isso tem afetado efetivamente a produção e também os fluxos logísticos para a comercialização desses petróleos e derivados.

Para dar uma ideia, o Sérgio já antecipou alguma coisa – aliás, uma grande vantagem do Diretor Comercial é ter um Diretor Financeiro que tenha entendido tão bem a estratégia comercial, então ficou muito bom o que o Sérgio já abordou –, mas a título de exemplo, se nós olharmos, o Brent em abril atingiu US\$93. Então, foi US\$93 do Brent e hoje nós estamos com ele em 83-84, já bateu um pouco mais até abaixo disso. E também você observou muito bem, Bruno, a questão que, sim, existe aparentemente um suporte aos US\$80 e esse suporte tem acontecido de duas formas: Ou ele é gerado através de um aumento da tensão, seja por uma ação de uma parte ou de outra; ou ele acaba sendo realizado também por cortes na produção dos maiores produtores que envolvem também OPEP+.

Então, realmente tem, aparentemente para nós também, esse cenário de 80, nos parece um preço de suporte dele.

Da mesma forma, você comentou da estratégia comercial, o Sérgio abrangeu os dois elementos que compõem a estratégia comercial, tanto do ponto de vista do custo alternativo do cliente, que não é apenas o dado de importação, mas também tem substitutos hoje no mercado, se a gente olhar para a gasolina, nós temos substitutos como o etanol, o Sérgio comentou do diesel russo, que também tem entrado no

mercado, e um fator que é um elemento extremamente estratégia comercial é não repassar a volatilidade do mercado internacional internamente.

Então, a estratégia comercial tem sido extremamente exitosa nesse sentido e o que efetivamente possibilitou que nós exercêssemos a estratégia com esse resultado tão favorável foi justamente a introdução do valor marginal que você citou, Bruno, que é um valor onde vê as alternativas que a Petrobras tem. Isso dá uma possibilidade de competição muito maior para a Petrobras, uma flexibilidade de competir de forma rentável.

E a nossa visão é de nós sermos a melhor alternativa do cliente, não só no curto prazo, mas também pensando no longo prazo. Então, em momentos que você, por exemplo, consegue ver a alternativa do cliente mais baixa, nós temos a possibilidade de competir, porque nós temos uma infraestrutura, nós estamos bem instalados e isso representa, sim, um fator extremamente importante para a execução da estratégia comercial.

Obrigado pela pergunta aí. Uma das coisas talvez do VM que vale a pena acrescentar, as paradas da REPAR e da REPLAN foram muito exitosas, foram realizadas dentro do prazo e agora retornando à operação isso dá muito mais competitividade para nós também por conta dessa queda do valor marginal com o retorno das unidades. Obrigado aí pela pergunta mais uma vez.

Bruno Montanari: Obrigado, Schlosser, e parabéns.

Ana Paula: A próxima pergunta é do Luiz Carvalho, do UBS.

Luiz Carvalho: Olá, pessoal, boa tarde. Sérgio, demais diretores, obrigado por pegar a pergunta. Se eu pudesse, Sérgio – talvez acho que é para você aqui –, o plano estratégico de 24 e 28 trouxe algumas mudanças, principalmente no direcionamento estratégico de alguns segmentos e uma nova visão sobre nível e potencial de investimento.

Eu sei que talvez seja um pouco cedo, mas se a gente olhar para um horizonte de 4-5 anos, a Petrobras começa a pensar nesse direcionamento mais focado em transição energética. Então, a pergunta aqui talvez seja, tem alguma mudança mais estrutural além dessa questão da transição energética nos pilares da discussão que já foi incluído nesse plano atual? E se a gente puder talvez olhar para o plano corrente, se você puder fazer uma avaliação, passados quase 6 meses desse plano, como tem evoluído as discussões para essa transição de investimento sobre análise e implementação e como estão evoluindo as conversas para aquisições em ativos e renováveis que acho a diretoria entregaria para o Conselho agora por volta desse período? Então, essa é a primeira pergunta sobre o plano estratégico olhando mais para frente e fazendo uma análise talvez dos últimos meses.

Segunda pergunta é sobre internacionalização. Vocês sempre foram muito vocais, e alguns ativos foram descobertos recentemente na Bacia do Atlântico, tem notícias agora sobre Namíbia, onde a companhia aqui do nosso lado tem uma expertise muito grande. Eu queria entender um pouco como é que é o processo de análise de investimento nesses ativos de upstream em outros países, se o foco vai ser em ativo exploratório ou existe o potencial de farm-in em ativos em produção e desenvolvimento.

Vocês têm muitos sócios onde vocês são operadores, facilita eventualmente uma negociação? Se vocês querem ser operadores, aceitam ser eventualmente não operadores nesses outros investimentos fora do Brasil? Obrigado.

Sérgio Leite: Luiz, obrigado pela pergunta. Como são perguntas que merecem uma resposta assim mais extensa, eu vou propor a seguinte dinâmica na resposta: Vou fazer uma pequena introdução às duas e depois passo para o diretor Maurício Tolmasquim falar sobre a transição e sobre a internacionalização que você focou. Prioritariamente no E&P, eu passo para o diretor Joelson, de Exploração e Produção.

Primeiro lugar, Luiz, não sei se você notou aí na apresentação do webcast, começaram a aparecer índices, sugestão que apareceu num outro webcast, que a Petrobras trabalhasse mais os seus índices feitos por um certo analista – espero que você tenha gostado. Vamos abordar a introdução à transição, vamos começar pelo CAPEX prospectivo, CAPEX em análise.

Nós entregamos um PE com um CAPEX confirmado e o CAPEX em análise. Esse CAPEX em análise, ele tem uma parte relevante, a maior parte é destinada à área de transição. Isso tem uma razão de ser. A diretoria foi montada no meio do ano passado, foi nomeado como diretor o Maurício Tolmasquim, como todos sabem, ele vem montando a sua equipe ao mesmo tempo que montando o portfólio, entendendo a companhia. Se parar para pensar, ele teve 6 meses do ano passado e esse começo de ano com uma tarefa hercúlea; montar uma diretoria de transição energética dentro de uma companhia do tamanho da Petrobras.

Então, essa é a razão pela novidade do tema, pelo menos pela novidade do tema com essa abrangência dentro da companhia, que boa parte dos investimentos de transição estão no CAPEX em análise. E para esse CAPEX em análise, foi definida aquela governança adicional em que a gente analisa o impacto na financiabilidade e com segurança. À medida que os projetos ficam maduros, eles descem do CAPEX em análise para o CAPEX confirmado.

Se você imaginar que dentro desses 6 meses do ano passado e esses primeiros 3 meses, a DTEN (Diretoria De Transição Energética), analisou um portfólio enorme de projetos. Vocês que trabalham em banco sabem quanto tempo leva a analisar uma oportunidade de investimento, analisar as bases, os fundamentos de um case de investimento. Então, nós tivemos na DETEN que fazer um primeiro... peneirou-se vários projetos, reduziu-se para um número de projetos ainda substancial que está sobre a mesa. Em vários projetos desses, nós temos NDAs (Acordos de Confidencialidade) bastante restritivos, então não está na fase de nós mencionarmos nome, valor, quem são os parceiros, os que permitem a gente vai mencionando aqui e ali, mas a maioria deles estão sob o sigilo do NDA, e daí que a gente espera que nos próximos meses, ao longo desse ano, a gente possa começar a dar mais luz a que projetos são esses.

A gente considera o andamento da diretoria extremamente positivo, ela tem essa área de aquisição, mas como eu falei no começo da minha fala e sem entrar muito na seara do diretor Maurício, nós vimos apresentando resultados de descarbonização muito importantes. Você reduzir de 2015 para cá o total em 41% na companhia, e aí você pega todas as áreas da companhia das emissões de gases estufa, é um feito muito importante.

Nos últimos tempos, Marlim reduz 55% das suas emissões, fruto da tecnologia empregada no campo. Aliás, merece um destaque que eu esqueci no começo, um pequeno parêntese, a Petrobras é penta; ela ganha pela quinta vez um OTC, e o curioso desse processo é que 2 desses prêmios são no Campo de Marlim, o primeiro deles há 32 anos atrás. Só prova a consistência do investimento em tecnologia e melhoria operacional da companhia.

Mas voltando para a transição, é uma das áreas que tem deixado a companhia mais otimista em relação ao futuro. Todo mundo sabe que aí no mercado algumas pessoas tiveram dessabores, algumas companhias tiveram dessabores com esse investimento. Na Petrobras, a gente tem alguns pilares que o diretor Maurício e o presidente Jean Paul vem revelando, que é tem que ter dimensão, porque a Petrobras é uma empresa grande, tem que ser com parceiros do mesmo nível da Petrobras, porque a questão de compliance, a questão de segurança corporativa exigem parceiros dessa dimensão, e os projetos serão feitos em parceria, mitigando o risco e compartilhando conhecimento.

Então, a gente está muito feliz, eu acredito que nos próximos meses a gente possa começar a dar algumas informações sobre projetos e investimentos. A gente já tem soltado muita coisa, tanto que eu não lembro, são memorandos de entendimento, projeto de criação de planta de hidrogênio verde no Rio Grande do Norte, isso aí vai ficar com o professor Maurício para comentar.

No caso da internacionalização do E&P especificamente, você acertou; a área por excelência é o Oceano Atlântico, uma área que a companhia tem um conhecimento considerável já sobre essa área. E essa área é provavelmente a área de maior competitividade, onde a competitividade é muito acirrada, então a gente preza muito por algum sigilo nas estratégias, mas o diretor Joelson tem ideias formadas sobre se prefere ser operador, se não prefere ser operador, em qual ativo, de que forma, eu depois passo a palavra para ele e ele faz essas considerações.

Vamos começar aqui com o professor Maurício para complementar a resposta.

Maurício Tolmasquim: Obrigado. Obrigado, Luiz, pela pergunta. Então, na área de transição energética, como o diretor Sérgio falou, é uma área nova e a primeira coisa que a gente teve que montar, além da equipe, é toda uma governança para garantir que os investimentos em transição energética sejam robustos e condizentes com a agregação de valor para a empresa. A ideia é que a gente agregue valor para a Petrobras, da mesma forma que as outras áreas, petróleo e gás, agregam.

E quando a gente anunciou a criação, teve um impacto muito grande e até positivamente inundado de oferta de banco e de investidores. Só para você ter uma ideia, hoje a capacidade total instalada de eólica no Brasil é 30 GW e solar outros 30. Bom, se nós pegarmos só de projetos que foram oferecidos pelos bancos e investidores, nós temos mais de tudo o que está instalado hoje no Brasil, 76 GW.

E aí tem uma questão, colocada com razão pelos meus colegas da diretoria e importante pela governança, como é que a gente seleciona? A gente tem uma capacidade enorme, 76 GW, é claro que a Petrobras vai fazer uma porcentagem disso, a meta é 5 GW no quinquênio, e você tem aí empresas grandes, empresas pequenas, empresas sérias, empresas menos sérias, e nós somos uma empresa pública, então a gente tem que ter um critério muito bem estabelecido para negociar e tomar a decisão.

Então, foram criados padrões de poder classificar as empresas em termos de capacidade de investimento, em termos de rating, em termos de expertise de investimento, e foram feitos vários NDAs para poder justamente aprofundar essas análises. Isso é fundamental para dar segurança que os parceiros que forem selecionados são realmente parceiros do porte e da seriedade que a Petrobras exige.

E por que a gente está nessa área de eólica onshore e solar falando em parceria? A gente está falando em parceria porque a gente considera que é uma área, quer dizer, não é uma área que a Petrobras tem uma tradição de operação e, para começar, que

vale a pena a gente fazer através de parceria onde se compartilhe riscos, compartilhe CAPEXes, compartilhe experiências.

Então, a gente está avançando nessas análises, a gente já trouxe para a diretoria várias possibilidades no portão 1, algumas dessas possibilidades foram negociadas, algumas a gente achou que não estavam maduras o suficiente, tiramos, e outras estão avançando na governança.

Tem que entender que isso, como é um negócio, nós não podemos anunciar nem com quem nós estamos fazendo essas análises, nem o prazo. Então, eu sei que isso acaba dando uma certa angústia no mercado porque vocês gostariam de saber, “mas com quem? Quais são esses parceiros potenciais? Quando é que vai ser assinado?”. Infelizmente, a gente não pode dar esse tipo de informação, mas eu queria deixar a mensagem que está evoluindo bem nessa parte do M&A e, como vocês sabem, o M&A é uma coisa que, rapidamente, a gente está olhando carteiras com parceiros que têm projetos mais maduros, alguns projetos já em operação, projetos que estão em desenvolvimento, e projetos greenfield.

Então, quando negociar essa carteira, vai vir essa carteira com esse conjunto de projetos. E, em paralelo, nós estamos olhando outras oportunidades de investimentos orgânicos. Uma grande gama delas está sendo conduzida em parceria com a área do diretor William, que é a parte toda de biocombustíveis, que é uma parte importante da transição energética para a Petrobras, e tem outras áreas que estão menos maduras mas que eu vejo com grande perspectiva, que a área de hidrogênio, a área de CCOS, de captura de carbono e eólica offshore, que a gente está também analisando. Mas elas não têm maturidade no momento tão grande como a gente vê na área de eólica, solar onshore e na área de biocombustíveis.

Espero aí ter atendido à tua questão.

Joelson Mendes: Boa tarde, Luiz, e demais colegas. Joelson aqui da área de exploração e produção falando. Luiz, vou tentar responder à sua pergunta. Você fez uma pergunta interessante porque você falou “como é que é o processo de análise das oportunidades”, principalmente na área internacional.

Nós levamos alguns anos sem participar de processos internacionais e precisamos e estamos fazendo isso, temos feito isso nos últimos meses, recompôr a nossa base de dados. Os dados vão mudando, vão evoluindo, novos poços estão sendo perfurados, novas sísmicas vão ocorrendo, então nós estamos num processo de cada vez mais recompôr a nossa base de dados sísmica e de poços.

As nossas equipes, tanto na área de exploração, quanto na área de gestão de portfólio, elas têm contatos bastante frequentes com os nossos principais sócios. Então, as análises de oportunidades que a gente acaba fazendo, na média, são com os nossos grandes parceiros.

A gente também recebe informações e propostas de outras empresas, a gente só negocia com detentores de direitos, ou com países ou com empresas que já têm direitos em determinados locais. Fizemos dezenas de estudos nos últimos anos. Somente uma oportunidade que foi selecionada já virou concreta, em São Tomé e Príncipe, a gente divulgou isso ano passado e devem ocorrer 2 poços ano que vem, já o operador Shell fazendo junto com o nosso de acordo.

E temos várias outras oportunidades assim razoavelmente maduras passando pelo nosso processo de análise, pelo nosso corpo técnico, algumas já passaram do corpo

técnico para o corpo gerencial e em algum momento podem chegar ou não na Diretoria Executiva e no Conselho de Administração. A gente, para entrar em qualquer novo país, a gente precisa de autorização do Conselho de Administração, então a gente tem conversado aí com conselheiros no sentido de deixá-los bastante informados de o porquê buscar internacionalização.

Além das grandes oportunidades que você mesmo citou de descobertas no Atlântico, essa interface, essa interação com outros grandes players ela é extremamente positiva nas áreas que a gente já tem expertise, a gente tem expertise, a gente é dos melhores do mundo em águas profundas e ultraprofundas, mas sempre temos o que aprender. Então, essas interações e a divisão de riscos, riscos de negócio, riscos exploratórios, riscos financeiros com outros players é interessante para a Petrobras. Então, estamos bastante satisfeitos com as interações que temos feito.

Como foi citado aqui, existe confidencialidade desses dados, mas como você falou de processo, o processo é esse, é um processo que nasce na área técnica, das propostas que a nossa equipe técnica recebe e das oportunidades que, conhecendo as informações dos outros países, as nossas equipes propõem para os sócios. Então, a gente tem aí um conjunto de sócios que a gente trabalha com eles aqui no Brasil, tanto em áreas que a gente já produz, como sócios que a gente só tem em área exploratória, e a gente está evoluindo cada vez mais na análise desses dados.

Então, o processo começa com o aumento da nossa base de dados, análise técnica, análise gerencial e submissão aos decisores.

Ana Paula: A próxima pergunta é do Pedro Soares, do BTG Pactual.

Pedro Soares: Bom dia pessoal, bom dia a todos. Eu tenho uma outra pergunta para o Joelson, mais relacionada à parte de produção. No primeiro tri foi marginalmente acima da média diária esperada para o ano como um todo, mesmo a despeito de todas as paradas, como vocês mesmos ressaltaram ao longo da apresentação, só queria ouvir de vocês se vocês estão positivamente surpresos com o nível de produção atingido até aqui e se já é possível afirmar que com a expectativa de normalização nos próximos dois tris, também a entrada de mais uma plataforma até o final do ano, se a gente já pode imaginar a companhia entregando um nível de produção acima daquele do range até estabelecido no guidance de vocês.

E a segunda pergunta, acho que mais pro Sérgio, com relação ao CAPEX, mas acho que também envolve outros participantes aí do time. A gente viu o patamar de investimento no primeiro tri abaixo do que usualmente a gente vê, mesmo considerando a sazonalidade para o primeiro tri, que é um pouco mais baixo do que o restante dos outros trimestres.

Se vocês pudessem falar um pouquinho a respeito dos atrasos que levaram a isso e se também, oposto à minha pergunta com relação à produção, se vocês veem riscos para que esse número seja eventualmente um pouco mais baixo do que aquele indicado no business plan para 2024. Obrigado pessoal.

Joelson Mendes: Pedro, obrigado pela pergunta. Nós estamos otimistas, sim, mas não de que a gente vá entregar uma produção acima daquilo que a gente tinha planejado, não. A gente entende que a produção no primeiro trimestre, e depois o que já ocorreu em abril também, ela está bem em linha com o que a gente planejou. Tem as complexidades naturais de dezenas de sistemas de produção, alguns em campos novos, alguns em campos antigos, com níveis de eficiência diferente, com poços também com necessidade de manutenção.

A gente fala em manutenção de plataformas, mas também tem manutenção de poços, tem outros fatores que fazem com que a nossa produção possa variar um pouquinho para cima ou para baixo.

A gente divulgou um guidance de produção para 24 e 25 com níveis de produção similares ao de 23 e isso a gente consegue explicar pelas entradas de poços novos, pelo declínio de produção e pelos variados sistemas de eficiência. A gente tem tido oportunidade sempre que possível colocar aqui que a gente faz uma análise de risco bastante apurada da nossa curva de produção, então a gente está, sim, que a gente vai manter em 24 e 25 os níveis de produção que a gente teve em 23.

Pequenas variações de 2% para cima, 2% para baixo são naturais. A gente fez uma divulgação de 2,8 mais ou menos 4% e a chance de a gente ficar dentro desse range é muito grande.

Você não perguntou, mas vou falar um pouquinho. A gente está tendo movimentos no lbama que afetam, sim, a nossa produção. A gente pode estar com a nossa produção afetada na faixa de 2%, a depender do que vem a ocorrer ainda com os licenciamentos de poços novos, chegadas de plataforma, coisas do gênero que a gente tem naturalmente e que estão sendo impactados. Então, tudo isso está dentro do nosso túnel de risco e a gente deve entregar uma produção ao final do ano muito em linha com aquilo que a gente tinha planejado, para a felicidade do nosso Diretor Financeiro, que consegue planejar bem as contas dessa forma. Obrigado.

Sérgio Leite: Pedro, obrigado pela pergunta. Eu vou, como fiz na anterior, vou fazer uma pequena introdução e depois vou passar para o diretor Travassos, que é o nosso Diretor de Engenharia e Tecnologia, responsável pela implantação dos projetos.

Nós divulgamos, no ano passado, um plano de US\$102 bilhões para 5 anos, meio trilhão de reais, maior campanha de investimento na indústria de petróleo, acima da média das nossas peers, das nossas congêneres. Quando você aumenta desse tamanho, os desvios também podem acontecer em valores absolutos de forma expressiva. E a gente desenvolveu, quando a gente pensou nesse PE, uma metodologia de acompanhamento do desvio do planejado e do executado numa periodicidade maior, tende a chegar no acompanhamento mensal, já está no trimestral e tende a chegar no acompanhamento mensal, buscando entender as causas.

Por exemplo, ano passado nós realizamos CAPEX a menos do planejado. Isso muitas vezes é encarado como ineficiência. Mais de 50% da não realização, perto de 2 bi de dólares, se deveu a uma boa gestão dos contratos de sonda. Previmos que os contratos iriam acabar em determinada altura e que faríamos mobilizações maiores do que foi necessário fazer. Estendeu-se o tempo dos contratos de sonda, dando mais previsibilidade, com tarifas dentro do mercado e conseqüentemente demandando menos da companhia investimento ali no último tri do final do ano, sobretudo no último tri no final do ano.

Note que um movimento de eficiência, nesse caso de melhor gestão, promoveu um CAPEX menor no último tri. Então, isso chamou bastante atenção da gestão porque a Petrobras é medida muitas vezes pela execução do investimento dela, mas não se deve fazer investimento a qualquer custo, não é assim que se executa disciplina de capital. Sempre que você puder atingir os mesmos objetivos ou objetivos maiores, objetivos em linha, investindo menos, é eficiência na veia. Foi o que aconteceu no final do ano passado.

Apesar disso, como você sabe, a cadeia está muito pressionada, a cadeia de suprimentos de petróleo e gás, no mundo, lida com problemas de dificuldade para acompanhar o ritmo de demanda das empresas, dificuldade em alguns casos de liquidez, são projetos grandes, são projetos de bilhões de dólares, demandam liquidez, estrutura de financiamento. A Petrobras está atuando aí, a gente tem programa de suporte de pequeno, médio investidor e estamos desenvolvendo ações e suporte financeiro a grandes investidores para diminuir esse gap, para ajudar os nossos fornecedores, a gente precisa deles. Então, à semelhança de outras petroleiras no mundo, esse programa de financiamento do fornecedor é algo levado muito a sério aqui dentro – em outra oportunidade que a gente pode detalhar.

Mas, de fato, a gente vai, como disse o diretor Joelson, a gente vai entregar a curva, a gente está investindo muito e muito rápido e realmente às vezes os fornecedores têm uma certa dificuldade em acompanhar o nosso ritmo. Importante notar que às vezes investimento menor não implica em perda de eficiência, perda de faturamento ou diminuição da curva de produção.

Mas para falar mais em detalhe sobre isso, eu passo para o diretor Travassos, que é quem toca essa área da Petrobras.

Carlos Travassos: Obrigado, Sérgio. Bom, Pedro, obrigado pela pergunta. Eu acho que é importante a gente dar uma olhada nos números. Quando a gente compara com o primeiro trimestre de 2024, nós realizamos um investimento 23% superior àquele período. Estivemos realizamos um investimento de US\$3 bilhões aqui no primeiro trimestre de 2024, portanto, 23% superior ao de 2023. E a gente segue numa crescente.

Nos próximos trimestres, a gente também tem a expectativa de ter investimentos maiores quando comparados ao ano anterior. Mas, de fato, o ano de 2024, o PE de 24-29 ele é um PE mais desafiador, nós somos uma empresa de petróleo que mais está investindo atualmente com os 14 sistemas de produção que a gente anunciou. Mas quando você olha, e aí você olha o planejamento, especialmente do curto prazo, eu falei um pouquinho na minha apresentação, dos quatro sistemas de produção, aliás, dos cinco sistemas de produção que a gente tem para colocar nesse ano e no ano que vem, eles estão absolutamente em linha com o planejado. Um sistema de produção em 2024 e quatro sistemas de produção em 2025.

Mas, sim, nós temos desafios pela frente no que diz respeito à realização integral do CAPEX. Nós tivemos desafios relacionados à questão do licenciamento ambiental, o Joelson destacou aqui, então nós temos potencialmente alguns impactos associados ali à greve do Ibama, ele existe, temos alguma coisa relacionada à mobilização ainda de sondas e temos alguma questão relacionada aos marcos de construção dos FPSOs.

Mas, de novo, assim como a gente risca o CAPEX, a gente também risca a curva de produção, então esses potenciais atrasos, eles são todos considerados ali na curva de produção. Então, o mais importante, o mais importante do que o que a gente vai gastar é o que a gente vai realizar. Então, a gente não vê nenhum impacto na nossa realização dentro do planejamento estratégico, a gente não vê impacto nas curvas de produção. Então, esse aí é um resumo do que a gente tem do CAPEX em 2024.

Ana Paula: A próxima pergunta é da Liliana Yang, do HSBC.

Liliana Yang: A gente está com problema de áudio aqui da Liliana. A gente vai passar para o Bruno Amorim, do Goldman Sachs.

A gente vai passar para o Gabriel Barra, do Citibank. Gabriel tá online?

Gabriel Barra: Oi pessoal, consegue me ouvir?

Ana Paula: Conseguimos.

Gabriel Barra: Ótimo, obrigado. Obrigado, Sérgio, obrigado a todo o time da Petrobras por pegar minhas perguntas. Eu vou me conter aqui nas duas, no limite de duas perguntas.

Acho que, a primeira, a gente viu algumas notícias essa semana e semana passada sobre essa questão da Braskem. Acho que não é a primeira vez que eu pergunto isso aqui nesse fórum, mas o que eu queria entender aqui, acho que o Jean deu algumas entrevistas sobre isso e falou algumas coisas sobre isso, eu queria entender um pouco a visão do Sérgio e do time da Petro em relação a como vocês veem essa aquisição da Braskem em dois pontos: Uma é, olhando da forma como foi noticiado, potencial compra do stake da Novonor e potencial venda posterior, como que isso ficaria em relação à absorção da Braskem dentro do balanço da Petrobras e impactos possíveis aqui até em relação ao dividendo, dado que a Braskem tem uma dívida que, olhando para a dívida hoje da Petrobras, ela poderia até ultrapassar aquele limite de 65 bi que existe hoje para a fórmula?

Então, se pudesse contextualizar um pouco nesse sentido, como seria análise disso, se poderia ter alguma flexibilização em relação à política de dividendo, alguma mudança e até em relação à estratégia de comprar Braskem nesse momento e se isso está incluído no plano de investimento atual da empresa.

O segundo ponto, até pegando também um gancho numa entrevista que o Sérgio deu recentemente sobre plano de recompra, até pela entrevista e pelos movimentos que a gente tem visto aqui no mercado, a Petrobras já cumpriu grande parte desse plano e até acho que, parece, pelo pace que tem seguido, parece que vai fechar esse plano até antes da data limite, se não me engano, em agosto.

E aí eu queria ouvir um pouquinho do Sérgio e do time em relação ao plano de recompra dentro da tese de dividendos da companhia. Se esse é um plano que ele vai ser postergado, se pensa em aumentar num segundo momento esse plano de recompra. Como vocês pensam essa recompra dentro dessa tese de dividendos da companhia? São esses dois pontos. Obrigado.

Sérgio Leite: Oi Gabriel, tudo bem? Obrigado pela pergunta. Eu vou inverter a ordem de resposta. Vou falar primeiro da recompra, depois eu vou falar da Braskem e vou dividir a minha resposta sobre a Braskem com o diretor William, que é o diretor da DPI, Diretoria de Processos Industriais, que é quem é responsável por esse ativo dentro da companhia.

Então, começando pela recompra, como você sabe, a recompra, o alvo dela era a recompra de 157 milhões de ações preferenciais, era um projeto piloto, essa recompra é um projeto piloto, porque havia várias situações de contorno. A Petrobras é regida nesse campo da recompra pela legislação brasileira e pela legislação americana, supervisionada pela CVM e pela SEC, havia uma outra questão já divulgada que a Petrobras é provavelmente a companhia que mais comunica com o mercado através do instrumento de comunicação ou fato relevante, toda vez que sai um comunicado ou um fato relevante, a legislação diz que a gente tem que segurar a recompra se você estiver executando de casa.

Então, foi um grande laboratório de experiências bem-sucedidas, o sistema de rotatividade pelas casas bancárias para execução do sistema agregou muito à governança do processo, não tivemos qualquer questionamento dos órgãos reguladores ou dos investidores. Então, mais do que o valor e a quantidade, esse projeto piloto, ele testou uma série de aspectos visando dar instrumentos para análise para a próxima fase. Então, nós estamos fechando essas análises, estamos fechando o estudo de impacto, como eu disse, já percorremos 86% do programa, o que em si é um sucesso, a média é 70, mais do que 130 milhões de ações preferenciais recompradas.

Os resultados imediatos, embora pareça muito, ele é pouco no free float da Petrobras, é um valor bastante pequeno, mas ele produziu um dos efeitos que nós queríamos; ele produziu aproximação dos índices de análise econômico-financeira da Petrobras e das majors, curiosamente com pouco tivemos esse sucesso.

Todos esses predicados, todos esses pontos positivos vão estar num relatório de encaminhamento que a diretoria vai fazer e a proposta de um novo plano. Esses planos estão datados. Quando você encaminha um plano para a Petrobras, você diz que ele vai começar no dia tal e encerrar até o dia tal. Você pode encerrar antes. Então, nós temos uma data fixada no mês de agosto, é o final desse plano, e até lá a gente vai voltar com esse relatório do plano executado e com uma proposta para um novo plano de recompra de ações, que vai ter que passar pelos comitês internos da Petrobras, pela Diretoria Executiva, comitê de assessoria do Conselho de Administração e a palavra final será do Conselho de Administração.

Como as nossas majors, nós encaramos a recompra como um complemento à estratégia de geração de valor, a política de remuneração do acionista. Um outro fator que leva essa recompra a ser encarada é a aproximação da Petrobras cada vez mais dos standards internacionais. As majors praticam a recompra com remuneração do acionista. Então, sim, será feita uma proposta, esse programa encerra em agosto e vai ser feita uma proposta para um novo programa de recompra, mas que terá que percorrer essa governança toda que eu citei e a última palavra é do CA.

Sobre a Braskem. Dados públicos, a dívida da Braskem em torno de 30, 30 e poucos bilhões de reais, perto de US\$6 bilhões, hoje a Petrobras já detém 47%, como você sabe, em torno de 47% do controle da companhia. O modelo que a Petrobras mais vê com bons olhos, já dito também na imprensa, é um modelo de uma cogestão, ou seja, modelo no qual a Petrobras não seria majoritária na operação.

Se levarmos de 47 a 49, 47 a 50, o impacto na dívida da companhia, na consolidação de dívida da companhia, será inexpressivo, ficará basicamente no impacto que existe hoje. Então, não nos traz maior preocupação, impacto na dívida, e conseqüentemente não teria que se falar em impacto no dividendo.

É importante notar que essa operação da Braskem ela já faz parte do CAPEX em análise, divulgado no plano. Então, é uma pequena fatia, mas ela faz parte lá no CAPEX em análise. Então, está dentro do previsto, está dentro da previsibilidade da Petrobras.

O que nós assistimos ao longo desse processo todo que iniciou da Braskem, foi uma série de propostas non-binding, ou seja, propostas não vinculantes. Desde o primeiro momento, como a Petrobras tem os direitos de tag along e right and first refusal, ou seja, tem o direito de vender junto pela melhor oferta e também tem o direito de cobrir uma oferta que ela julgue interessante, nós startamos internamente com o time técnico da DPI e a área de portfólio da companhia, que é responsável por fusão e aquisição, uma due diligence dentro da governança. Foram mais de 200 pessoas embarcadas nessa due diligence. Vai da área técnica à área ambiental, considerando o Maceió,

considerando todos os aspectos. Um trabalho exaustivo, equipe técnica visitou todas as plantas da Braskem, todas elas, nos Estados Unidos, as 6 plantas que estão lá, as 10 que estão aqui, foi ao México, nós já acompanhávamos a Braskem enquanto sócio, mas acessamos o Data Room. Trabalho exaustivo.

Hoje a gente tem uma visão muito clara da situação da Braskem e do potencial que ela pode ter. Então, sobre integração dela, aspectos técnicos, cracks entregados em refinaria, isso aí realmente é uma área de quem vai ser o dono do ativo, entre aspas, dentro da Petrobras, que é o diretor William. O trabalho aqui da área financeira, ele se cinge a essa due diligence, depois à realização, à operacionalização de uma eventual operação.

Tem-se falado – antes de passar para o diretor William – numa eventual aquisição a 100% do capital da Braskem. Ou seja, aquisição total da empresa. De fato, não é o cenário ideal para a Petrobras. E um cenário desse só ocorrerá em caso de extrema necessidade, porque é um ativo relevante, um ativo importante, é uma base para a internacionalização do downstream da companhia. Lembrando, a Braskem já é líder em mais de uma resina no mercado americano, tem uma posição invejável na Europa e na boca do Atlântico com uma planta nova, um terminal novinho ali no México.

Então, para o downstream, para a diretoria de processo industrial da Petrobras, é uma plataforma de internacionalização que está pronta, a gente já tem uma parte relevante. Então, num caso de um risco extremo, a Petrobras não vai deixar o ativo deteriorar. Se, e somente se, acontecer esse risco extremo, esse negócio será realizado através de uma estruturação financeira que tem como um dos objetivos blindar o impacto no endividamento da companhia.

Não está em análise, não é o momento de se falar na Petrobras em aumento da janela de endividamento. Ela permanece entre US\$50 e US\$65 bi, permanecerá assim porque não tem razão para aumentar e porque mantém a Petrobras no caminho certo, no caminho saudável e da responsabilidade de capital.

Eu vou passar agora para o William, que vai falar um pouco mais do ativo Braskem, que é quem de fato conhece esse ativo.

William França: Bom dia, boa tarde pessoal. Reforçando o que o diretor Sérgio falou, ele falou muito bem, falou quase tudo. Nós fizemos a due diligence na Braskem com mais de 70 especialistas, inclusive o nosso especialista do CENPES. Como o Sérgio falou, nós visitamos a nossa planta na Alemanha, a visita detalhada às plantas dos Estados Unidos, no Texas e na Pensilvânia, uma planta muito interessante do México e o terminal de etano do México, um terminal novo, e as plantas do Brasil.

Então, nós fizemos uma due diligence onde nós hoje temos informações muito detalhadas da Braskem, incluindo a questão de Maceió. Então, nós temos também informações detalhadas com participação dessa due diligence do nosso pessoal do CENPES, então nós estamos muito seguros da condição de integridade, confiabilidade operacional das plantas da Braskem, que, na média, estão muito boas, inclusive.

Destacando que a gente tem uma sinergia muito grande, então nós estamos discutindo a questão, sim, dos cracks, a sinergia com nossas áreas de refino, para que a gente possa, na condição de assumir, então, como o Sérgio falou, dependendo do modelo, assumir então a Braskem junto com um novo sócio, a gente então possa estruturar essa melhor forma de operação.

Por exemplo, um exemplo para vocês que para praticamente todas as áreas da Braskem onde a gente tem a refinação junto de petróleo, é a Reduc. Reduc nós temos então a refinaria que fica do lado do polo de gás químico, a gente fornece matéria prima para eles, como etano, como propeno, polipropileno, a gente recebe também hidrogênio do cracker do polo de gás químico, que a planta é do lado da Reduc, e nós temos ainda a possibilidade com a partida da PGN e a sobra então de líquidos, C5+, e etanos, propanos, que a gente pode então utilizar para uma possível, inclusive, ampliação do polo de gás químico, polo de gás químico do Rio.

Então, nós temos várias opções operacionais, financeiras, que a gente tem conversado inclusive com a nossa área também do diretor Schlosser, de logística e comercialização, para que a gente possa amarrar uma operação otimizada, interessante e com foco, como eu falei, na sinergia entre a nossa área de refino, logística e a petroquímica.

Ana Paula: A próxima pergunta é do Regis Cardoso, da XP.

Régis Cardoso: Oi pessoal, bom dia. Vocês me escutam?

Ana Paula: Escutamos, Regis.

Régis Cardoso: Perfeito, obrigado ao diretores, Sérgio em particularmente, e aos demais. Eu queria entender um pouco mais talvez do processo da RLAM, a gente falou bem da Braskem, mas aí especificamente falando da refinaria Mataripe, numa eventual transação que envolva a volta da Petrobras a essa unidade de refino, quais seriam os objetivos que a Petrobras teria? É importante ter controle operacional, tem mais uma lógica comercial, é importante ter um poder de definição de preços, talvez eventualmente comparar o que seria a situação da Mataripe com o que foi a REFAP num passado distante –, acho que a Petrobras recomprou em 2007 –? Para entender um pouco a comparação dos modelos se for possível.

E aí um outro tópico que eu queria tocar, uma segunda pergunta, nos projetos de renovável, imagino que a Petro tenha já maturado no estudo desses projetos em energias renováveis em geral, e a gente já comentou um pouco sobre eólica, solar onshore, mas talvez expandir um pouco mais o tema sobre quais setores a Petrobras pretende desenvolver internamente, quais que pretende fazê-lo via parcerias, JVs? Quer dizer, quais são os instrumentos que estão na mesa, que são possíveis? Eu vou dar um exemplo, que eu imagino que diesel verde, diesel renovável, seja um desenvolvimento interna, por outro lado projetos de onshore vão ser via aquisição, provavelmente um stake minoritário não operado, uma coisa eólica offshore talvez faça mais sentido um formato de JV no ativo operacional.

Enfim, queria ouvi-los, e se me permitir talvez abusar um pouco, fazer um follow up só no tema do Ibama, rápido, para saber se tem algum detalhamento sobre os impactos de curto e médio prazo. Obrigado.

Sérgio Leite: Regis, obrigado pelas perguntas. Você acabou fazendo quase um strike na diretoria. Eu vou ter que fazer aqui uma mediação em si. Eu vou começar falando sobre a RLAM, na área dos biocombustíveis, os combustíveis do futuro, sintéticos, renováveis, eu vou pedir ajuda ao diretor William, e nessa questão que você mencionou da geração de energia renovável, onshore, etc., eu vou passar para o Maurício, e por último, Ibama, tem uma dobradinha ali, Joelson e eventualmente Travassos.

Então, começando pelo processo de aquisição da RLAM, fazendo um follow up. Fazendo aqui um histórico, no final de 2023 a gente recebeu uma carta da Mubadala, um grande fundo que vocês conhecem no mercado, convidando a Petrobras para

analisar 2 projetos específicos. Eles estão interligados, mas eles não são obrigatórios, ou seja, eles não são nem excludentes nem obrigatórios de acontecerem em conjunto. Um deles é o retorno da Petrobras à RLAM (refinaria Landulpho Alves Mataripe), uma refinaria histórica e icônica para a Petrobras. A gente costuma dizer que é onde tudo começou.

Só uma brincadeira aqui, assinaram a Fundação da Petrobras no Rio de Janeiro, mas ela deu certo porque a Petrobras é baiana, tá? Ela achou petróleo foi na Bahia e a grande refinaria também foi lá.

Falando sério agora, o presidente Jean Paul e a gente tem dito sempre que voltar a um ativo que foi da Petrobras não se trata de você apertar um botão de undo, de voltar a uma realidade que já era, até porque o mercado mudou, o cenário mundial mudou, nosso negócio evoluiu. Então, voltar a refinaria Landulpho Alves não é necessariamente voltar ao que já foi. Analisar um ativo, é responder uma pergunta muito importante: Por que a gente deveria voltar a essa refinaria? Qual é o ganho que a gente tem em voltar essa refinaria? O que a Petrobras lucra, o que a Petrobras ganha com isso? Lógico que tem aqui uma questão afetiva, mas a gente tem que deixar às vezes a questão afetiva um pouco de lado e usar aqui a racionalidade. Essas perguntas elas estão em estudo nesse momento. Inicialmente os indicativos são todos positivos, mas nós não encerramos a análise ainda. Ela está na fase de due diligence desse negócio, a gente quer andar o mais rápido possível, e dentro dessa due diligence, a gente tem análise de modelos para esse negócio, em qual participação, através de uma subsidiária.

Como você sabe, as outras refinarias são integradas, elas funcionam de forma integrada operacionalmente e societariamente elas pertencem 100% à Petróleo Brasileiro S/A. O que aconteceu no passado, que você mencionou aí com uma das nossas refinarias, na época com a Repsol, o fato de não ter dado certo, para a gente ele traz muitas lições aprendidas do que fazer e do que não fazer, mas ele não traz obstáculos. Se por alguma coisa não ter funcionado tão bem no passado, ela não deveria ser repetida, nenhum de nós dirigíamos, porque com certeza todos nós já batemos o carro.

Então, uma lição passada traz aí muitas respostas para os questionamentos atuais. O que ocorre é que essa análise, para responder as perguntas porque, para que, o que ganhamos com isso, por que voltar para essa refinaria, ela também vai endereçar a definição do modelo de negócio. Não há nenhuma barreira, não há nenhum preconceito nesse momento, a gente deve analisar os estudos, como disse o presidente Jean Paul, a gente está buscando cumprir esse calendário, analisar os estudos até o fim do primeiro semestre. Então, até o fim do primeiro semestre, a gente vai ter uma clareza sobre as propostas de discussão desse negócio.

É óbvio que interessa a Petrobras, é uma grande refinaria, ela não trata só da refinaria, ela tem um ativo de logística, vários ativos de logística integrados na região toda, Bahia, Recôncavo Baiano, Baía de Todos os Santos, são terminais, dutos, é um complexo na realidade de refino. Então, é óbvio que interessa à companhia.

O outro projeto que está em análise lá, já fazendo uma ponte, é um projeto que o modelo traz de biorrefino a partir de uma oleaginosa chamada macaúba com o objetivo de fornecer a um dos mercados de biocombustíveis mais pujantes hoje em dia no mundo, que é o SAF, o querosene de aviação a partir de fonte bio, de fonte renovável.

A Petrobras tem demanda todos os dias e o mercado está aquecido para a compra desse combustível. Então, está se falando de algo bem concreto, é produzir biocombustível para suprir majoritariamente mercado real, presente e deficitário que é o mercado de combustível de aviação renovável.

A qualidade é um projeto mais complexo, a qualidade do projeto em si também está em análise, a maturidade do projeto também está em análise, ele conta com a integração, com a refinaria, mas um não é excludente do outro, ou seja, se eu entrar só em um... a Petrobras pode decidir entrar só em um dos projetos? Sim, pode. Pode entrar nos dois? Pode. Pode não entrar em nenhum? Pode. Nós estamos em análise, são produtos muito interessantes e que a gente acredita que aí no final, até o final do primeiro semestre, a gente acaba pelo menos a análise da refinaria, sem preconceito de modelo de negócio. E um pouco mais à frente, alguns meses mais à frente, a gente acaba a análise do projeto de bio.

E já passando aqui a bola para o diretor William sobre o biorrefino de uma forma geral na companhia, e em seguida a gente volta para o Tolmasquim e depois para o Joelson.

William França: Bom, excelente pergunta. Nós estamos, sim, evoluindo em outras áreas, por exemplo, na questão do biorrefino. Como o Sérgio falou, a possibilidade dessa parceria com o Mubadala na planta de HEFA, de hidrorrefino, para produção de principalmente diesel, diesel sem HVO e SAF, na Bahia. E nós temos duas plantas, uma que está muito bem, que é a nossa planta em parceria com o Grupo Ultra e a Braskem, lá na RPR, na Refinaria Rio Grande, que é a biorrefinaria que ela vai partir no final de 27 e ela vai processar, em estando pronta, somente matéria-prima renovável. Por quê? Porque a refinaria já é pequena, ela é uma refinaria de 16-18 mil barris, e a planta de HEFA normalmente no mundo fica nessa faixa entre 15 e 20 mil barris dia de capacidade de processamento.

E ali você tem muita facilidade de mercados, inclusive o mercado argentino e uruguaio para que você tenha então a matéria-prima, como por exemplo a soja, cebo de boi, canola, vários tipos de matéria-prima vegetais renováveis, e teria o porto do Rio Grande, que facilita demais a cabotagem de exportação.

Então ali nós já passamos pela fase 1 do projeto, eu já estou em fase 2. Ele vai ter então um HDT onde ele vai produzir basicamente diesel e SAF, diesel renovável e SAF, e também nós já estamos agora nesse ano, fazendo o segundo teste, iniciando a comercialização no FCC verde, onde o craqueamento ele vai processar óleos vegetais e vai produzir o CO2 biogênico no regenerador, na queima do coque, do craqueamento, que é uma especificidade da unidade coque. Unidade de produção basicamente de gasolinas e naftas e vai produzir gasolina, nafta verde, inclusive por necessidade de BTX.

Na segunda fase do projeto, a gente vai produzir o BTX e vai usar esse CO2 biogênico combinando com o hidrogênio para formar gás de síntese e produção do e-metanol. Então, nós já estamos bem avançados nesse projeto da Rio Grandense. Temos também o projeto Lubinor Carbono Neutro, esse sim está ainda em fase zero, ainda em estudos, inclusive a DETEN nos ajudando muito nesse projeto, a área do professor Tolmasquim, para que a gente possa, na Lubinor também ter uma adaptação, uma adequação da planta de lubrificante lá e da planta de asfalto para carbono neutro com possível utilização, inclusive, de hidrogênio verde e biometano na composição do gás natural para a planta de hidrorrefinação ou posição de lubrificante.

Além disso, temos aí, eu acho que o professor Tolmasquim vai poder emendar e complementar, muitas ações e trabalhos com parcerias para o alcohol to jet, por exemplo, que nós estamos estudando muito forte com a turma da DETEN, o alcohol to jet, e outro tipo de tecnologia nessa linha, como você bem colocou, da transição energética. Então, é muito mais, é muito mais amplo. Tá bom?

Vou passar aqui a bola para o professor Tolmasquim.

Maurício Tolmasquim: Complementando aí o que o William falou, quer dizer, então, em termos de modelo de negócio que se perguntou, então, eólico onshore e solar onshore, M&A, parceria prioritariamente, todas as outras áreas a gente pode tanto entrar com investimento orgânico ou, eventualmente, alguma parceria. Então, na área, por exemplo, do CCUS, que a gente está querendo ir para investimentos em reservatórios salinos, aquíferos salinos próximos à terra para prestar serviço para a descarbonização de nossas unidades e de unidades de terceiros, prestar serviço, a Petrobras já tem uma competência enorme.

Então, faz todo sentido de ela ser operadora e, eventualmente, colocar o CAPEX, que não elimina se tiver algum outro investidor interessado em participar, a gente vai estudar, é claro, não está eliminado, mas a gente tem toda a condição de ser o operador.

A parte de eólica offshore, a gente já está anunciado, tem vários projetos que nós estamos sozinhos, mas não necessariamente teremos que ser o operador, podemos entrar em parceria. E tem alguns projetos que estamos com a Equinor. Esses projetos estão dependendo ainda do marco regulatório, então é o que está em compasso de espera.

Hidrogênio verde. Hidrogênio verde a gente está olhando plantas de demonstração no Nordeste e no Sudeste, e aí estamos entrando com o verbo de P&D sozinho. Em termos de investimento, a gente está olhando aí algumas parcerias, mas nada impede também de eventualmente a Petrobras ir sozinha porque, como eu disse, quer dizer, a Petrobras tem toda a competência, a gente é o maior produtor e consumidor de hidrogênio cinza. Então, não tem nada de mistério de produzir, se necessário, o hidrogênio verde também.

Com relação ao e-metanol, nós estamos analisando uma parceria com uma empresa europeia no Nordeste e que a grande vantagem de estar fazendo com ela, ela já tem uma tecnologia experimentada e tem também um PPA com um grande consumidor.

Estamos olhando a parte de biometano, mas a parte de biometano a gente considera que provavelmente nós seremos off-takers, são investimentos bem distribuídos, então a ideia é comprar o biometano e aí a gente pode ou botar no nosso próprio gasoduto em certa percentagem é possível de transportar ou consumir e obter o certificado equivalente de descarbonização e usar esse certificado em uma das nossas refinarias para produzir algum produto renovável.

E, finalmente, o diretor William já falou, tem toda a parte de biocombustíveis, que aí a Petrobras, é claro, grande parte delas é o operador, será o operador, acho que em todas elas, e é o grande investidor. Então, ele já citou, mas a gente tem na parte de coprocessamento a REPAR e a RPBC, está em planejamento a REPLAN e REDUC, e tem no HVO, a RPBC e o GASLUB.

Então, eu diria que, fora a parte de eólico onshore e eólica offshore que a gente provavelmente não será operador, as outras todas existe uma tendência de a Petrobras operar. Agora, quanto ao ser em parceria ou não, se tiverem investidores interessados em compartilhar o CAPEX, a gente é claro que está aberto a analisar.

Joelson Mendes: Sérgio, posso complementar a questão do Ibama? Foi perguntado sobre os impactos do movimento no Ibama, nós não estamos esperando nenhum grande impacto em nenhum grande projeto, não. A gente consegue junto ao Ibama priorizar algumas atividades, porém, a gente já teve e está tendo impacto dos impostos de forma isolada.

Então, a gente quantificou aqui que é possível que tenhamos um impacto da ordem de grandeza de 2% da produção anual se a situação se perdurar.

Carlos Travassos: Bom, acho que o Joelson já trouxe, mas vou aproveitar materializar um pouquinho do que o José falou. Acho que recentemente a gente teve autorizado pelo Ibama a licença para a instalação do Maria Quitéria, uma reunião inclusive foi liderada aqui pela diretora Clarice. Então, o que a gente tem feito foi isso, a gente vai lá, prioriza, tem uma conversa, um diálogo aberto lá com o Ibama, assim como eu falei lá no Duque de Caxias, eu mencionei que nós terminamos a pré-instalação da linha de ancoragem, do sistema de ancoragem, no Maria Quitéria a gente também tem autorização para iniciar.

Maria Quitéria: é esse que acabou de sair lá do estaleiro chinês. Mas outros impactos, essa atividade de perfuração de poços, projetos de desenvolvimento complementar, algumas pesquisas sísmicas que a gente também precisa de licenças e, eventualmente, anuências do órgão. Mas, como eu mostrei na minha apresentação também, nós temos 5 sistemas de produção, entrando em 2024 e 2025, nenhum deles, em princípio, impactado por esse movimento grevista no Ibama.

Ana Paula: Obrigada. Devido ao tempo, a gente vai ter que ir para a última pergunta, que é do Rodolfo Angele, do JP Morgan.

Rodolfo Angele: Oi, boa tarde. Vamos lá. A minha primeira pergunta, eu queria só voltar no tema dos dividendos extraordinários. No último trimestre, a gente estava aqui discutindo justamente a decisão do Board de não fazer o dividendo extraordinário e isso foi revertido. Então, eu não sei se você poderia, Sérgio, falar um pouquinho pra gente como é que foi esse processo, o que mudou, o que a gente deve esperar para o futuro, se aposenta a conta de reservas, de dividendos, quer dizer, não é esse o nome certo, mas enfim, o que a gente pode esperar um pouco pra frente?

E a segunda pergunta, a gente tem discutido bastante curva de produção e é um tema que sempre alguns investidores estão perguntando à gente sobre as taxas de depletion para a Petrobras olhando para os próximos anos. Eu queria saber se vocês poderiam falar um pouquinho mais sobre o que vocês esperam, em particular se pudesse abrir o que vocês trabalham com o pré-sal e pós-sal? E o questionamento vem justamente do fato de que alguns campos, primeiro que tem muita coisa, muita FPSO nova que está entrando e algumas em campos espetaculares, como é o caso de Búzios. Não seria razoável esperar que essa taxa, pelo menos no curto prazo, fosse mais baixa que a média, ou pelo menos que tenha o risco de ela ser um pouco menor do que é o histórico? Se vocês pudessem comentar esses dois pontos, aí a gente vai almoçar. Obrigado a todos.

Sérgio Leite: Rodolfo, obrigado pela pergunta, bom te ver aqui participando. Uma informação ultra relevante é que o Rodolfo, além de um dos analistas mais antigos cobrindo a Petrobras, é um músico virtuoso. Ele toca bateria, guitarra, baixo. Vocês podem depois entrar em contato com ele e pedir para ele compartilhar fotos e vídeos porque vale a pena.

Mas, eu vou dividir aqui a resposta com o Joelson e com o Travassos na questão dos custos. Vou começar pelo dividendo. Pelo que eu entendi, Rodolfo, você quer saber um pouco dos bastidores e do futuro sobre os dividendos extraordinários, inclusive sobre a utilização da reserva.

Desde a criação dessa reserva, que ela suscitou várias dúvidas, nós quando encaminhamos para o CA a criação da reserva, que é um pleito de 2019, essa reserva foi pedida pela gestão anterior e foi pedida seguindo uma prática das, sei lá, 8 das 10

maiores empresas listadas na Bovespa, Vale, Bradesco, tem reservas semelhantes. Então, na altura que estava na Petrobras não julgou pertinente criar a reserva.

Quando nós mudamos, aperfeiçoamos a política de pagamento de dividendos o ano passado, voltamos a sentir a necessidade nos estudos, no grupo de estudo, que o grupo de trabalho foi criado para analisar a questão da revisão da política de dividendos, a criação da reserva surge de novo. E desde o momento que a gente propõe essa criação, ela foi envolta em polêmica, uma polêmica para a gente, de certa forma, até surpreendente, e eu vou dizer por que surpreendente mais à frente.

Mas o nome da reserva inicialmente, Rodolfo, era Reserva para Equalização de Pagamento de Dividendos. Era um nome, que a nosso ver, transmitiria automaticamente a função dela. No entanto, dentro da governança da Petrobras, diretoria, CA, os direitos do comitês, optou-se por mudar o nome dessa reserva. E o nome dessa reserva ficou Reserva para Remuneração de Capital. E aí a coisa ficou um pouco mais confusa pela percepção pública, inclusive de alguns investidores.

E a polêmica pegou a gente de surpresa naquela altura porque, primeiro, a Petrobras já tinha há mais tempo uma reserva para investimento em capital, já faz parte do balanço da Petrobras, inclusive tem recurso nessa reserva lá, então essa reserva, sim, era destinada para fazer investimentos que não estejam contemplados por excelência no planejamento estratégico. A Petrobras tem uma reserva no balanço, se não me engano também criada lá em 18-19, se não me falha a memória, para fazer investimento.

Ora, o nome é Reserva para Investimento em Capital, essa que já existia. A nova passou a ser Reserva para Remuneração de Capital, nomes muito parecidos. Quando a gente divulgou a reserva, a primeira reação foi “opa, a Petrobras vai querer destinar recursos que deveriam ir para a distribuição, para dividendos, para fazer investimento, e por isso criou essa reserva”. Desde sempre a gente respondeu que não fazia sentido, a reserva para esse fim já estava criada, não precisava se criar uma reserva nova.

Se a intenção fosse o lucro líquido ajustado excedente no final do período e ir para investimento, era só o Conselho e a diretoria se reunirem e destinarem esse recurso para uma reserva que já existia e que tem recurso lá, inclusive. Então, a gente tentou explicar isso, num primeiro momento não foi tão fácil, depois passou.

Quando nós chegamos ao processo no início do ano referente ao ano anterior, de análise, nós recomendamos o pagamento de 50%, a distribuição de dividendos de 50%, e 50% fosse retido na reserva. O Conselho de Administração olhou, um mecanismo novo na Petrobras, primeira vez que a reserva estava sendo usada, importante dizer que o dinheiro que fica nela também seria e só poderia ser destinado, em comparação com o investimento, para o pagamento de dividendos. Então, o que a gente está fazendo é o seguinte, o resultado extraordinário vai ser todo distribuído como pagamento de dividendos, 100% dele.

No entanto, na questão de temporalidade, a gente propõe que sejam distribuídos nesse momento 50% e os outros 50% sejam destinados à reserva.

Se nós não usássemos a reserva pela Lei da S/A, a gente teria que distribuir 100%. Então, nós continuamos mantendo a prerrogativa, 100% do excedente para dividendos, e dissemos: “Olha, temporalidade dessa distribuição, 50% agora, 50% em análise”. Explicamos, mostramos razões para isso.

A meu ver, depois de toda a confusão e a polêmica, olhando retrospectivamente, o que aconteceu nesse processo internamente na Petrobras, foi mais uma prova que a governança, a área ali que o diretor Spinelli dirige, funcionou muito bem, está rígida e em pé e funcionando. Repare que a diretoria disse: “Paga-se 50%, destine-se 50% e

apresenta análise". O CA, de forma cautelosa, recebe as análises "opa, peraí, eu preciso me aprofundar, o cenário externo está mudando, eu preciso ter mais elementos, eu não entendi direito".

Nós não temos uma reserva que já diz que é para pagamento de dividendos? Temos, então coloque nessa reserva, será para pagamento de dividendos de qualquer forma e vamos analisar um pouco mais, vamos conversar.

Bom, aí gerou-se uma grande polêmica, como todos acompanharam. No final do período, a diretoria volta com suplementos de análise, com mais informações, o CA se sente confortável com os esclarecimentos e encaminha a questão para a decisão da AGE.

Então, olhando retrospectivamente, a governança da Petrobras funcionou. Ainda bem que houve esse duplo cheque feito pelo CA. Só prova que a decisão estava de fato correta e embasada. Então, essa é a minha visão.

Olhando agora friamente para o processo, é óbvio que ali durante o processo a gente tende a não ter a percepção do todo em alguns momentos, mas olhando hoje retrospectivamente, a governança da Petrobras funcionou, protegeu o interesse do investidor.

O que foi determinado na decisão naquela altura sobre o que esperar de futuro, o que foi determinado na decisão daquela altura foi que até o final desse exercício, até o final de 2024, ou seja, pode acontecer a qualquer momento, fosse feito um acompanhamento pela DE e pelo CA da evolução do quadro externo, da evolução de mercado, das externalidades e fosse deliberado temporalidade de distribuição daquele recurso que estava na reserva.

Não há uma data para distribuir, a data fixada é a análise até o fim do período. Pode acontecer no terceiro trimestre, pode acontecer no segundo tri, pode acontecer no último tri do ano a análise, e aí sim a fixação de pagamento como dividendo daquele dinheiro que está lá na reserva.

O que esperar dessa reserva? Esperar que ela funcione sempre que necessário. Sempre que for mais seguro para a Petrobras, ela vai funcionar. É um instrumento que foi criado para garantir que, em anos em que a gente tenha muito lucro líquido e o caixa esteja comprometido, ou vice-versa, que tenhamos muito caixa e lucro líquido baixo, que ela possa ser usada para garantir que a política sempre estará funcionando em boas condições a despeito de qualquer externalidade. Então, esperar do futuro que ela funcione e que continue funcionando bem.

Esse processo é um processo de maior transparência que a gente vem implantando na Petrobras desde o ano passado e que vai continuar. O deep dive que aconteceu em Nova York vai acontecer na Ásia ainda esse ano. No dia 27 nós estamos recebendo 48 investidores e analistas no CENPES e a ideia é entender a curva de produção. Vai ter muito técnico lá, mas no convite foi passado que é numa visão do investidor e do analista. É óbvio que vai ter gente de reservatório falando termos curiosos, mas a visão é para o investidor e para o analista, para que mais e mais os analistas consigam prever esse fator importante, para acompanhar e ter um senso crítico sobre a nossa curva de produção.

Isso vai seguir o cálculo de dividendos, também vai ser alvo desse tipo de formação, mas aliado a essa questão de transparência, a reserva está aí, ela vai continuar funcionando, é a indicação que a gente tem do Conselho de Administração.

Vamos esperar a análise deles e uma deliberação sobre o saldo dessa reserva até o final do período, a análise até o final do período, a análise do que fazer até lá. Com relação às taxas de accomplishment e outras taxas ligadas à exploração e produção, eu passo aqui para o diretor Joelson, que é craque no assunto.

Joelson Mendes: Rodolfo, a sua pergunta é bem interessante, dá a oportunidade de a gente tentar explicar um pouquinho por que a gente vem há alguns anos já experimentando uma taxa de declínio da ordem de grandeza de 10% e que a gente não está vislumbrando nada muito diferente disso. Existe um declínio natural que cada campo tem. A partir do momento que inicia a produção, você está diminuindo ali a pressão que aquele reservatório tem, a quantidade de gás, então é uma tendência natural a vir menos hidrocarboneto.

Essa é uma questão, cada campo vai ter lá a sua forma de declínio. Mas para que os nossos projetos sejam rentáveis, principalmente projetos em águas profundas e ultraprofundas, a gente procura fazer com que a gente consiga recuperar o volume de hidrocarboneto o quanto antes. Então, cada vez mais, nós estamos fazendo projetos com tubulações maiores de diâmetros de poço, e não é à toa que a gente, com poucos poços, volta e meia, a gente chega no top de uma plataforma nova do pré-sal, porque a gente tem feito uma lavra o mais rápida possível para que ela se torne econômica, para que o valor presente líquido daquele projeto seja bom.

Só que, desta mesma forma, eu também acelero um pouco este declínio, porque eu já estou tirando mais hidrocarboneto. E aí tem um outro fator, que, além do natural, os poços, à medida que vão ficando velhos, os poços e os sistemas submarinos, eles volta e meia dão um problema aqui e outro ali. Então, Búzios, hoje, por exemplo, que é um dos nossos maiores campos de produção, nós temos lá dezenas e dezenas de poços em produção. Alguns deles já estão produzindo há quase 5 anos. Em Tupi, nós temos, literalmente, centenas de poços em produção e alguns deles estão produzindo há 12, 13, 15 anos.

Então, volta e meia a gente tem alguma necessidade de intervenção num determinado poço, a gente tem um pool de equipamentos, de sondas e de embarcações, de equipamentos como um todo que a gente vai lá fazer essa intervenção, só que eles não estão disponíveis aqui a tempo e a hora. A gente tem uma frota ótima de equipamentos. Então, um poço quando (usando uma expressão que a gente usa) ele cai, ele ficou fora de operação por alguma razão, eu posso levar algumas poucas semanas para iniciar uma intervenção nele, mas posso levar meses.

Ou ela pode não ser viável. A cada intervenção que a gente faz num poço, a gente tem que fazer as contas para ver se ela vai se pagar de fato. Então, isso tudo contribui para que também, em grandes reservatórios do pré-sal, a nossa taxa de declínio também seja alta, porque a gente está fazendo uma lavra o mais rápido possível para que ela seja o mais econômica possível e que a gente depende de recursos que são extremamente caros, nós estamos falando de sondas de fazer intervenção em poços que vão custar US\$300, 400, 500 mil, a depender do momento que ela foi contratada.

Então, isso afeta um pouco esse declínio e eu gostaria muito de termos um declínio abaixo de 10%, mas a gente tem experimentado essa taxa de declínio e a gente acredita que vai ser dessa ordem de grandeza, por mais que a gente trabalhe para diminuir essa taxa de declínio.

Ana Paula: Obrigada a todos. Encerramos, neste momento, a sessão de perguntas e respostas. Caso haja perguntas adicionais, elas podem ser enviadas ao nosso time de relacionamento com investidores.

Passarei a palavra agora ao diretor Sérgio para os seus comentários finais. Por favor, Sérgio.

Sérgio Leite: Pessoal, obrigado pela participação. É sempre importante esse diálogo na divulgação dos resultados. Mensagem final é resultado consistente, números expressivos, alguns nós medimos aqui na Petrobras, acompanhamos o desvio entre o realizado e a previsão dos analistas, alguns fatores, como EBITDA, estão em uma taxa de desvio bem pequena, outros que são mais difíceis de prever para o pessoal do mercado, como lucro líquido e etc., tem um desvio um pouco maior.

Já começaram a sair algumas notícias sobre frustração de expectativa, etc., o cenário hoje está adverso por causa de uma eventual tributação extra para bancos e petróleo, e nós olhamos todo esse cenário como vimos olhando o último ano, com a certeza de que a companhia está sólida, que os números vão ser revertidos e que vamos entregar a nossa curva de produção.

O lucro continuará robusto, continuaremos sendo bons pagadores de dividendos, contribuidores para a sociedade, o maior contribuinte ajudando nossos amigos do Rio Grande do Sul, cumprindo o papel social que a companhia tem, e um dos maiores, se não o maior, agregador de valor para o acionista no último ano na indústria de óleo e gás.

Então, é um primeiro trimestre que foi desafiador, tomamos algumas opções em paradas, mesmo assim a companhia recebeu bem, respondeu bem a essas manobras e eu queria deixar aqui um muito obrigado a todos que participaram. Boa tarde.

Ana Paula: Obrigada, Sérgio. Informo que a apresentação deste evento já está disponível no site de Relações com Investidores da companhia, e em breve iremos disponibilizar o áudio deste webcast para replay. Muito obrigada a todos vocês pela participação em nosso evento e tenham todos uma ótima terça-feira!