

Webcast - Divulgação PN 26-30 28 de novembro de 2025

Eduardo de Nardi:

Boa tarde a todos. Bem-vindos ao webcast da Petrobras com analistas e investidores sobre o novo Plano de Negócios 2026-2030. É um enorme prazer estar com todos vocês hoje.

Este evento será apresentado em português, com tradução simultânea para o inglês. Os links de ambos os idiomas se encontram no nosso site de Relacionamento com Investidores.

Os participantes acompanham a transmissão pela Internet como ouvintes. Depois da nossa introdução, teremos a sessão de perguntas e respostas, e vocês podem enviar as perguntas pelo e-mail petroinvest@petrobras.com.br.

Estão presentes conosco hoje: Magda Chambriard, Presidente da Petrobras; Angélica Laureano, Diretora Executiva de Transição Energética e Sustentabilidade; Clarice Coppetti, Diretora Executiva de Assuntos Corporativos; Daniel Sales Correa, Gerente Executivo de Comercialização no Mercado Interno, representando o Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados; Fernando Melgarejo, Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores; Renata Baruzzi, Diretora Executiva de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Sylvia Anjos, Diretora Executiva de Exploração e Produção; e William França, Diretor Executivo de Processos Industriais e Produtos.

Antes de iniciar, gostaria de informar que optamos por não fazer uma apresentação completa do plano nesta sessão para priorizar o tempo destinado às perguntas e respostas. Teremos duas falas iniciais, da Presidente Magda e do Diretor Fernando, e todo o material do plano, incluindo a apresentação completa, já está disponível para consulta no nosso site de Relacionamento com Investidores.

Para começar, então, passo a palavra para a nossa Presidente, Magda Chambriard, para suas considerações iniciais. Por favor, Presidente.

Magda Chambriard:

Boa tarde a todos e todas. Eu vou começar cumprimentando a todos os diretores da Petrobras que contribuíram para que este evento fosse possível. Ao Eduardo de Nardi, Gerente Executivo de Relacionamento com os Investidores, nosso moderador, que vocês conhecem bem. Cumprimentar todos os gerentes executivos e toda a nossa força de trabalho, que ajudaram na produção dessa divulgação do plano e do plano em si, e a todos vocês, investidores, que estão conosco remotamente, e a todos os demais membros da imprensa, participantes do webcast da divulgação do nosso Plano de Negócios, e a todos os que nos assistem.

É com muita alegria que trazemos para vocês este Plano de Negócios 2026-2030. Ele é o segundo da nossa gestão, e vocês vão ver que, nesse Plano de Negócios, temos alguns pontos que são um pouco diferentes do Plano de Negócios anterior.

Antes de olhar esse plano e olhar para o futuro, eu queria fazer um balanço do que nós entregamos durante o ano de 2025. Neste ano de 2025, prometemos um foco na execução e na aceleração de projetos de Exploração e Produção de alto valor. E nós entregamos, de fato, resultados expressivos.

Tivemos um salto de produção neste último ano extremamente importante. Entregamos, em relação ao ano passado, 11% a mais de produção que em relação ao ano anterior.

Em 2024, a nossa produção foi de 2,15 milhões de barris por dia em média de petróleo, além do gás. Nós projetamos encerrar 2025 com cerca de 2,4 milhões de barris de petróleo além do gás. Um crescimento, como eu disse, de 11%, crescimento maior que o registrado nos últimos nada mais nada menos que 10 anos.

Nós também antecipamos o *ramp-up* da produção da FPSO Almirante Tamandaré, a primeira das maiores gigantes que nós temos, com uma capacidade de 225.000 barris de petróleo por dia, além do gás, de novo. Nós 'topamos' a produção dessa plataforma com apenas cinco poços do pré-sal, mas nós fizemos mais: com a dedicação da equipe de Exploração e Produção, com a dedicação da equipe de Engenharia, com a dedicação da equipe de Suprimentos da Petrobras, nós pudemos transformar uma plataforma de 225.000 barris por dia em uma plataforma de 270.000 barris por dia, certificada pela Agência Nacional do Petróleo e certificada pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente.

Essa é, portanto, hoje, a plataforma que mais produz petróleo no Brasil. Nós ainda vamos olhar quem é, no mundo, que produz mais do que isso em uma única plataforma, para ver se merecemos ou não o *Guinness* da produção por plataforma.

Esses avanços impactaram diretamente o nosso resultado. Só para os senhores terem uma ideia, a cada 100.000 barris de petróleo produzidos adicionais, nós ganhamos cerca de US\$ 2,5 bilhões em receita adicional. Os senhores imaginam que, se nós produzimos a mais 250.000, nós fizemos um bom dinheiro gerando essa capacidade adicional de produção.

Nós também avançamos na ampliação da produção de diesel S10, com baixo teor de enxofre. Esse é o nosso produto mais rentável. Avançamos também no processamento de gás natural com a unidade de processamento de gás natural do Complexo Boaventura operando em plena capacidade.

Então, com o avanço da ampliação do diesel S10, do processamento de gás natural e com aumento de produção de gás nos campos operados pela Petrobras, nós tivemos gás suficiente, a preço razoável, para viabilizar os nossos projetos de fertilizantes.

Para o próximo quinquênio, nossas escolhas estão mantidas e se traduzem em crescimento. E os senhores já devem ter visto que não prometemos antes de termos certeza de que podemos entregar.

E, dizendo isso, eu digo que nós teremos mais produção, mais energia, mais derivados de qualidade, mais combustíveis sustentáveis. E tudo isso com geração de valor. Nosso plano prevê o investimento de US\$ 109 bilhões nos próximos cinco anos, com mais de 70% deste montante destinado a projetos de Exploração e Produção.

Nossa estratégia é maximizar o valor do nosso portfólio, convertendo investimentos em produção e fluxo de caixas crescentes. Quando olhamos para frente, estamos vendo

uma produção de petróleo que aumenta até 2028, quando projetamos alcançar 2,7 milhões de barris por dia de petróleo, além do gás.

Uma diferença importante deste Plano de Negócios para o anterior é que, no Plano de Negócios anterior, víamos o pico de produção do pré-sal chegando em torno de 2030 a 2032, e declinando a partir daí. Este ano, nós estamos projetando um pico de produção de 2,7 milhões de barris por dia de petróleo e um patamar de produção em torno de 2,6 milhões até 2034.

Ou seja, através de projetos de desenvolvimento complementar e entrada de novas plataformas, nós estamos ampliando o patamar de produção da Petrobras até 2034; ou seja, estamos estendendo esse patamar por mais 2, 3 anos.

Nós prevemos alcançar, então, em termos de barris de óleo equivalentes, a marca de 3,4 milhões de barris por dia de óleo e gás em 2028 e, de novo, da mesma forma que o petróleo, porque nós produzimos petróleo e gás associado, garantir um patamar de produção equivalente, de novo, até 2034.

Nós temos a certeza, por todos os nossos estudos e todas as nossas observações, considerando todos os cenaristas que contribuem para o nosso entendimento necessário à elaboração desse plano, que os combustíveis fósseis ainda vão continuar necessários pelas próximas décadas, e que o petróleo brasileiro, que tem uma das menores pegadas de carbono dentre os produzidos no planeta, terá um papel de destaque.

Nós vamos explorar novas fronteiras com excelência, porque isso é essencial para nós, para recompor reservas a partir do momento em que a nossa produção começar a declinar. E isso vai nos permitir contribuir continuamente para a segurança energética do país, assim como para o seu desenvolvimento sustentável, uma vez que nós temos um petróleo de baixa pegada de carbono.

Diante da queda dos preços do petróleo Brent, eu vou lembrar para os senhores que nós tivemos um 1S24 com o petróleo da ordem de US\$ 83 por barril, e estamos hoje a US\$ 62, US\$ 63, US\$ 20 a menos, e, ainda assim, os nossos resultados têm sido compatíveis e até superado as expectativas e níveis de rentabilidade anteriores. Então, dito isso, diante da queda desses preços de petróleo, nós vamos continuar reforçando o nosso compromisso com eficiência e com disciplina de capital.

E os resultados que nós entregamos aos senhores no 3T são a prova de que nós estamos implementando medidas sérias para otimizar custos, com economia estimada de cerca de US\$ 12 bilhões nos gastos operacionais gerenciáveis entre 2025 e 2030.

O Diretor Fernando vai comentar essas ações para otimização de gastos. Elas são diversas, elas vêm junto com um esforço muito grande para aumentar a produção, que os senhores também têm verificado, e nós acreditamos no potencial desta empresa para atingir bons resultados, e acreditamos no potencial dos nossos projetos que são resilientes mesmo em preços baixos, com elevado retorno e rápida geração de caixa. É isso que assegura benefícios duradouros para os nossos acionistas, com manutenção de dividendos no longo prazo.

E, para os senhores, eu vou repetir uma coisa que eu venho dizendo desde o ano passado: quem apostar contra a Petrobras, certamente vai perder dinheiro. Nós vamos seguir focados no que nós fazemos de melhor. Explorar, produzir e comercializar petróleo, gás e derivados de qualidade, sempre alinhados a uma transição energética justa.

Muito obrigada a todos pela atenção. Eu vou passar a palavra para o Diretor Fernando, que vai explicitar nossas ações para otimização de gastos e para a garantia da financiabilidade da nossa companhia.

Fernando Melgarejo:

Boa tarde a todos. Obrigado, Presidente. Obrigado, Eduardo. Estamos aqui mais uma vez, agora para discutir e debater a nossa tese de investimento por meio do Plano de Negócios da companhia.

Após o discurso da Presidente, eu gostaria de chamar a atenção para alguns pontos importantes do nosso planejamento e das nossas escolhas. O plano conta com uma carteira de projetos que suporta um forte crescimento de produção, como podemos ter visto em todos os slides.

Temos um portfólio resiliente a cenários mais adversos de Brent. São projetos de alto retorno, com rápida geração de caixa. Nossa proposta de valor para esse cenário de queda de preço de Brent se resume em três frentes: disciplina de capital, mais produção e eficiência. Isso que vimos buscando desde que chegamos aqui com a Presidente Magda.

Temos um fluxo de caixa resiliente. Estamos prevendo um Brent de equilíbrio da nossa dívida líquida no patamar de US\$ 59 por barril em 2026. Ou seja, esse é o preço do petróleo necessário para manter estável a nossa dívida líquida ao final do ano que vem, cumprir com nossas obrigações, incluindo a fórmula de dividendos, e realizar os investimentos previstos. Lembrando, no ano 2025, o Brent de equilíbrio seria US\$ 82.

A redução do nosso Brent de equilíbrio está fundamentada na redução dos novos contratos de arrendamento, utilizando algumas alavancas. Primeiro, não temos plataformas afretadas para adicionar a dívida nos próximos anos, como tivemos nos últimos três anos. Todas as plataformas agora são próprias.

Segundo, estamos racionalizando afretamentos de sondas, embarcações e serviços de apoio. Isso não é algo para o futuro, já está acontecendo. Estamos cedendo alguns desses recursos contratados, incluindo sondas, para outras empresas que demonstrem interesse.

Um Brent de equilíbrio no patamar de US\$ 60 é suficiente para o momento em que vivemos. Sabemos que há incertezas quanto ao futuro, mas cortar ou adiar investimentos que temos hoje na carteira, com taxas de retorno atrativas, que sustentam nosso crescimento, em especial produção, destruiria valor para todos os nossos *stakeholders*.

Não faria sentido tomar uma decisão de redução de investimentos rentáveis sem a certeza que seria extremamente necessário. O que precisamos, então, é flexibilidade para enfrentar cenários adversos caso os riscos se concretizem.

Por isso, criamos uma governança adicional para aprovação e acompanhamento dos projetos que aumentam a nossa flexibilidade de gestão. Vamos passar a avaliar trimestralmente nossa capacidade financeira para avançar em projetos adicionais e garantir disciplina e flexibilidade na alocação de recursos.

O CAPEX total soma US\$ 109 bilhões no quinquênio, mesmo patamar do ano anterior, muito próximo, sendo que, deste montante, US\$ 81 bilhões compreendem os projetos com orçamento aprovado no plano. Esses US\$ 81 bilhões compõem a carteira de

implementação que chamamos de base. Os projetos de Búzios 6 a 11 e SEAP 2, por exemplo, estão na carteira de implementação base e já estão no orçamento aprovados.

Além dos US\$ 81 bilhões, temos outros projetos que somam mais US\$ 10 bilhões em investimentos. São projetos cuja aprovação de orçamento está condicionada à confirmação das condições de mercado e financiabilidade. Como eu já disse, a financiabilidade desses projetos será avaliada trimestralmente.

Esses projetos, que totalizam US\$ 10 bilhões, somados aos projetos da carteira em implementação base, compõem a carteira de implementação alvo da companhia, que é de cerca de US\$ 91 bilhões. E ainda temos a carteira em avaliação, no valor de US\$ 18 bilhões, com oportunidades com menor grau de maturidade.

Recapitulando, nossa carteira total é US\$ 109 bilhões, mesmo patamar, ou muito similar, ao período anterior. No material do plano, nós explicamos em detalhes esses números. Quero chamar a atenção para o fato de que, neste plano, estamos assumindo um menor risco de execução em relação ao ano passado, o que é explicado pelo nosso desempenho recentemente.

Agora que falamos da nossa flexibilidade, quero falar dos níveis de CAPEX, para todos entenderem nossas escolhas. Quero recapitular: esses níveis de CAPEX estão considerados no Brent de equilíbrio de US\$ 59 por barril, e a nossa expectativa de dívida convergindo para US\$ 61 bilhões, lembrando que nosso teto de dívida continua em US\$ 75 bilhões.

Planejamos um CAPEX em implantação-alvo de US\$ 19,4 bilhões em 2026 e US\$ 21 bilhões em 2027, valores superiores ao CAPEX de 2025, porque estamos acelerando a execução e temos mais projetos que geram valor.

Não enxergamos crescimento nos custos dos projetos, e isso está bem evidente no material que disponibilizamos. Fornecemos uma tabela no slide 29 da apresentação com a comparação dos custos *full life* dos projetos entre planos, para que isso fique bem claro para todos.

O nível de CAPEX em 2026 se explica principalmente por ser um ano em que vamos finalizar todas as plataformas de Búzios 6 até Búzios 11, e vamos avançar com Sépia 2 e Atapu 2, projetos cuja qualidade e rentabilidade dispensam mais explicações. Também iniciaremos RNEST e Boaventura, que trarão benefícios econômicos por décadas, e cujo CAPEX somado pode ser pagos por cerca de um ano de EBITDA do segmento RTC.

Quero lembrar que a execução da nossa retomada de investimentos no RTC é extremamente positiva. Nosso primeiro grande projeto nessa retomada no segmento, o HDT da Replan, foi executado dentro do prazo e abaixo do orçamento previsto.

Não quero deixar de falar do CAPEX de 2027. Nós temos três principais vetores que explicam o crescimento do CAPEX em 2027. O primeiro, a campanha de interligação de poços dos projetos de Búzios, que faz com que os investimentos e competências sejam maiores em 2027 para Búzios do que em 2026.

Segundo, o pico de investimento em Sépia e Atapu. E terceiro, prevemos a aprovação de SEAP nos próximos meses e a consequente aceleração de investimento em 2027. Lembro que pagaremos pela construção dessas plataformas, pois não são afretadas.

Ainda sobre 2027, quero chamar a atenção que, embora o CAPEX competência suba, o mesmo não ocorre com o investimento caixa, que fica no mesmo patamar de 2026. Isso ocorre porque, nos últimos anos, temos crescido nosso estoque de materiais e fizemos um plano em que vamos mudar essa dinâmica, passando a utilizar este estoque de materiais.

O uso do estoque de materiais, especialmente para 2027, será muito importante para manter nosso investimento caixa em uma relação com a competência abaixo do histórico, e será um dos desafios que são vetores do valor que vamos entregar.

Portanto, escolhemos continuar acelerando projetos porque nosso Brent de equilíbrio em 2026, fruto das diversas ações de gestão que tomamos, aliado à nossa governança, nos permite e nos confere a flexibilidade necessária. Isso se reverte em mais geração de valor, ou seja, receita e mais dividendos no longo prazo, com riscos controlados e gerenciados.

Também precisamos falar dos gastos. Estamos dando mais transparência a esse tema e abrindo os esforços para redução de gastos operacionais gerenciáveis. Vamos reduzi-los em 8,5% ao ano, como a Presidente já falou, em comparação com o plano anterior, incluindo aqui 2025, que já está quase entregue.

Quero citar alguns exemplos importantes. No E&P, estamos reduzindo nosso custo de extração abaixo de US\$ 6 por barril, e o custo da plataforma fora de operação de US\$ 2,2 bilhões em 2024 para US\$ 1,2 bilhão no plano. Ou seja, durante todo o plano, cinco anos, cerca de US\$ 4 bilhões.

São várias otimizações de serviços logísticos, de poços, revisão de contratos, redução de recursos afretados, como já citei, antecipação de saída de plataforma e revisões de modelos de gestão, para citar apenas alguns exemplos. Criamos também um programa de demissão voluntária, já conhecido, que nos ajuda a reduzir o nosso custo de pessoal.

Para reforçar esse controle de gastos, foi criado um Grupo de Sustentabilidade Financeira com governança adicional para a análise criteriosa de todos os dispêndios da companhia.

Um ponto importante: todas as ações de otimização de custos são implementadas em completo alinhamento com a atenção total às pessoas, o respeito ao meio ambiente, a preservação da segurança operacional e a confiabilidade de nossos ativos. Todos esses esforços resultam em um nível individualmente saudável, em uma estrutura de capital adequada e na manutenção da política de dividendos.

Antes de concluir, não posso deixar de falar da produção. Na comparação entre planos, estamos elevando nossa expectativa de produção em todos os anos entre 100.000 e 200.000 barris por dia, a depender do ano. Esse crescimento do quinquênio depende dos projetos que estão nos investimentos de US\$ 81 bilhões, com plataformas já contratadas.

Na questão do orçamento para gastos, investimentos, uso de estoque e recursos afretados, fizemos questão de impor desafios. Na produção, não fizemos o mesmo. Optamos, pelo contrário, no nosso planejamento financeiro, por uma abordagem conservadora na curva de produção. Porém, nosso histórico recente mostra que temos sido consistentes em superar nossas médias e nossas metas de produção. Importante, estamos fazendo isso com menos recursos e com otimização de custos em relação ao plano anterior.

Quando vemos produção e gastos juntos, percebemos que nosso custo unitário reduz de forma significativa. Ou seja, estamos ganhando produtividade e mostrando isso no material disponibilizado para todos vocês.

Gostaria de afirmar que temos um portfólio ímpar, que continuaremos gerenciando com eficiência para entregar crescimento robusto com geração de valor. Vamos ampliar a oferta de energia no país, gerando benefícios para a sociedade e para os acionistas.

Estamos trazendo mais resiliência para a companhia, o que nos permite manter o compromisso com o nosso crescimento, a nossa política de dividendos, e com a sólida estrutura de capital.

Além disso, aprovamos uma governança adicional, trazendo maior flexibilidade para os nossos investimentos. Essa estratégia nos prepara para responder aos desafios de curto prazo com agilidade, garantindo investimentos que resultarão no crescimento da Petrobras e na geração de valor de longo prazo.

Com isso, termino a minha fala, e passo para o Eduardo.

Eduardo de Nardi:

Obrigado, Fernando. Daremos agora início à sessão de perguntas e respostas. Eu peço, por gentileza, que cada participante se limite a uma pergunta para darmos espaço a todos participarem. Agradeço pela colaboração de todos.

Monique Greco, Itaú BBA:

Boa tarde a todos. Obrigada pela oportunidade de fazer perguntas. Eu queria primeiro parabenizar e agradecer a Magda e ao Fernando pelo nível de *disclosure* e transparência do material do plano. Essa abertura mais detalhada das projeções de CAPEX, de leasing, nos ajuda muito aqui a melhorar a qualidade das nossas análises. Então, queria deixar um registro aqui de agradecimento.

E a minha pergunta é para a Renata. Considerando esse ritmo acelerado recente dos projetos de E&P, como você avalia a possibilidade de antecipação do *sail away* e do primeiro óleo, das plataformas que hoje estão previstas para 2027? Qual é a chance de alguma delas vir para 2026? E, se isso acontecer, faz sentido pensar que o CAPEX de 2027 pode escorregar para 2026 e abrir um espaço maior de redução em 2027? Obrigada.

Renata Baruzzi:

Monique, o nome do jogo aqui é 'antecipar projeto'. Eu sempre falo, quando a Presidente Magda me convidou, ela falou, "precisamos acelerar as entregas", e é isso que estamos fazendo.

Eu não vou prometer nada, mas estamos trabalhando, sim, para antecipar pelo menos a P-80 para o ano que vem. A nossa ideia é sair no 2S e vir navegando, tripulada, conforme fizemos com a P-78 e estamos fazendo com a P-79, e fazer todo o esforço possível para que ela ainda entre em produção em 2026.

Por que eu não posso prometer? Porque o 2S é o momento em que o mar está muito movimentado. Tivemos bastante dificuldade com a P-78 para fazer a ancoragem, fazer as interligações. Então, estamos sendo bem conservadores nesse nosso planejamento, mas a nossa ideia realmente é antecipar esses projetos.

Rodolfo de Angele, JPMorgan:

Boa tarde a todos. Infelizmente, eu não fui o primeiro aqui, porque eu queria ter sido o primeiro a elogiar o *disclosure* também. É extremamente útil para nós. Vocês estão de parabéns, Magda, Fernando e Edu.

Minha pergunta é sobre produção. Aqui no JP, estávamos já trabalhando com uma curva um pouco acima da curva de vocês. E eu gostaria de discutir um pouco mais sobre exatamente isso, se ainda há espaço para algum tipo de revisão positiva. Por exemplo, a discussão das FPSOs que estão operando acima da capacidade original, isso já está na curva? Ou tem algum tipo de gordura e poderia ser um *upside* adicional para as curvas de produção futuras? Obrigado.

Sylvia Anjos:

Rodolfo, obrigada pela pergunta. Sobre a questão das curvas, do aumento de capacidade, ele já está incluído, sim. E cada vez que vier uma plataforma nova, com a produtividade muito alta, topando a plataforma, vamos buscar essa ação em que nós tivemos muito sucesso.

Quanto à curva de produção, realmente, ela foi revisada para cima. Nós tivemos um ano muito positivo. No ano passado, só para lembrar, nós tínhamos várias plataformas interditadas, e este ano, no 2S, nós zeramos todas as interdições, devido à manutenção ativa de todas elas, atendendo a todas as demandas, reduzindo todas as RTIs, de forma que mantivemos todas elas funcionando e tivemos, em outubro, o melhor resultado de produção, 2,6 milhões de barris por dia. Foi realmente um mês especial, onde tivemos menos paradas programadas, e vamos agora chegar ao final do ano também com resultado muito positivo.

Então, alinhando com o que você fala, sobre novas revisões positivas, existe, sim. Estamos todo o tempo buscando o aumento da nossa eficiência operacional. E isso tem dado um resultado muito grande. Baseado no fato de que temos manutenção, as plataformas estão em ordem, conseguimos aumentar essa eficiência. E isso é uma busca. Nós temos uma meta de chegar no primeiro quartil da Solomon de todas as nossas plataformas. Isso é meta.

Logicamente, temos um caminho, subimos a eficiência de todas as unidades nossas, então, temos espaço ainda para seguir. É muito trabalho, mas estamos nessa meta. Então, visamos sempre tentar chegar no primeiro quartil de eficiência operacional.

Magda Chambriard:

Deixe-me dar uma complementada aqui. O que nós dissemos com tudo isso? Que nós estamos, de certa forma, considerando a curva de produção de uma forma mais conservadora.

Então, a resposta para a sua pergunta é sim, é possível. Só não queremos prometer de antemão. Porque, quando prometemos, cumprimos, certamente. E, quando prometemos, é porque já sabemos que vai ser possível.

Então, neste momento, estamos assumindo certa cautela, mas olhando o histórico do último ano e o que vimos entregando, é muito possível, sim, que entreguemos mais produção do que está previsto no nosso plano.

Bruno Montanari, Morgan Stanley:

Boa tarde. Vou ecoar os parabéns dos meus colegas. É de muita valia termos mais transparência nas questões de dispêndio de caixa, leasing. Ajuda bastante a ancorar as expectativas.

A minha pergunta é sobre geração de caixa. Obviamente, o plano é um forte gerador de caixa, especialmente no médio e longo prazo. Então, quando olhamos aquele gráfico de fontes e usos, mesmo incluindo todos os projetos, até aqueles que ainda estão sob avaliação, o plano prevê uma sobra que, entendo, está direcionada àquela caixinha de novos projetos. Mas, como o ciclo de investimento da companhia é longo, e o *pipeline* para os próximos cinco anos me parece bastante cheio, faria sentido pensarmos na opcionalidade de destinar eventuais sobras de caixa, daqui a uns dois anos, por exemplo, para uma maior remuneração ao acionista via mais dividendos? Muito obrigado.

Fernando Melgarejo:

Boa tarde, Bruno. Não temos nenhum tabu em distribuir excesso de caixa que a companhia, porventura, venha a ter no futuro. Desde que chegamos aqui, essa foi uma das buscas que trouxemos aqui para a companhia, que é ter um caixa cada vez mais eficiente. Reduzimos o caixa para um patamar que entendemos mais adequado do que tínhamos. Então, esse tabu não existe aqui dentro.

Agora, para termos uma sobra de caixa, sobra essa que seria possível distribuir via dividendo extraordinário, eu preciso de uma coisa relevante, que é um preço de Brent ou uma produção muito maior que temos, e que, no curto prazo, não conseguimos ver muito diferente do que projetamos aqui.

Obviamente que a nossa prioridade sempre vai ser projetos, porque entendemos que projetos criam valor, trazem produção, e é isso que, em uma vida longa, em um longo prazo, traz valor para a companhia.

Mas não temos nenhum tabu, se o ciclo mudar, em fazer distribuição daquilo que foi gerado no fluxo de caixa operacional da companhia.

Tasso Vasconcellos, UBS:

Obrigado. Boa tarde a toda a Diretoria presente. Primeiro, acho que vou ecoar aqui a mensagem dos colegas e agradecer pelo *disclosure* do novo plano.

Queria fazer uma pergunta na alocação de capital. Temos comentado bastante a respeito de possíveis M&As. Tem uma discussão aqui no setor de etanol. A Braskem ainda é uma companhia que tem uma situação a ser endereçada nos próximos trimestres ou nos próximos anos. Temos, em breve, o leilão das áreas não contratadas. Tínhamos também a discussão de avaliar ou reavaliar o setor de GLP. Então, se puderem dar um pouco mais de detalhe de como esses possíveis desembolsos se encaixam no plano divulgado, e talvez algum indicativo de expectativa de vocês em relação ao *timing*.

E se eu puder fazer um *follow-up* também do *call* que vocês tiveram agora mais cedo, sobre a intenção de anunciar novidades em etanol ainda em 2026, vimos que tem US\$ 2,2 bilhões de etanol dentro dos US\$ 81 bilhões de implantação base no plano. Mas, quando olhamos o gráfico de investimento na parte de gás e energia de baixo carbono, vemos um valor próximo de US\$ 1 bilhão previsto para 2026. Então, se

puderem nos auxiliar aqui também a melhor entender e conciliar esses números, seria de grande valia. Essa é a minha pergunta. Obrigado.

Fernando Melgarejo:

Vou começar aqui pela questão da Braskem. A Braskem tem uma governança própria. Tem uma questão societária, que é pública, que está sendo discutida, da qual a Petrobras não participa. Obviamente, estamos engajado em encontrar uma solução, mas é um problema que não é da Petrobras e sim do outro sócio, junto com os bancos. E nós aqui torcemos e estamos engajados para que essa solução aconteça o quanto antes.

E não tem nada na mesa hoje no sentido de aporte ou qualquer coisa do tipo. De forma que, não tendo nada na mesa para discutir, não temos aqui como opinar. Obviamente que toda decisão vai ser tomada olhando se isso é bom ou não para a Petrobras. Aqui, o chapéu é Petrobras, e estamos aqui representando o acionista Petrobras em qualquer decisão nesse sentido.

No que diz respeito a leilão, todo leilão de reserva é muito bem-vindo. Qualquer leilão de reserva, porque tudo que buscamos aqui desde que chegamos é recuperação de reservas da companhia. A companhia só tem vida longa se tiver reservas suficientes para fazer sua exploração.

Sobre GLP, vou passar aqui para a Angélica, GLP e etanol.

Angelica Laureano:

Sobre etanol, estamos em negociação com diversos parceiros. Pretendemos ter algum fechamento em 2026, essa é a nossa meta, e provavelmente esse desembolso acontecerá ao longo do período.

Fernando Melgarejo:

Sobre GLP, não temos direcionado nenhum investimento para GLP. Isso não significa que não possa acontecer, porque temos um valor lá que não está diretamente relacionado a projetos. Mas ele pode acontecer, só não está agora definido exatamente.

Regis Cardoso, XP:

Obrigado pela apresentação. Faço também aqui eco aos colegas no agradecimento pela transparência e pelo *disclosure*. Realmente, ficou muito boa a apresentação do plano.

A minha pergunta aqui é mais do lado de *savings*, tanto no arrendamento quanto no OPEX. Me parece que um grande trunfo do novo plano é justamente essa austeridade de custos para navegar nesse ambiente de preços mais baixos. Então, em particular, a linha do arrendamento caiu bastante na comparação com o plano anterior, US\$ 10 bilhões em cinco anos. E, no detalhamento, dá para ver que ela não é prevista de crescer ao longo do horizonte do plano, a despeito de uma certa pressão inflacionária.

Então, se vocês puderem comentar, por favor, quais iniciativas permitiram essa economia de arrendamento. Eu imagino que talvez tenha algo relacionado à racionalização do número de diárias, da frota de sondas, de barcos. Esse é talvez o lado do arrendamento.

E do lado do OPEX, que a Presidente e o Melgarejo também já tocaram na fala inicial, se vocês talvez puderem comentar se a maior parte desse benefício já se materializou, dado que vimos lá um GOG para 2025, um gasto operacional gerenciável mais baixo do que o que estava orçado. E talvez um pouco comentar se isso está dado ou se precisa de um esforço marginal. Obrigado.

Fernando Melgarejo:

Vamos começar, então, pelo leasing. De fato, nos próximos anos, não temos previsão de ter novos afretamentos, são todos próprios. Então, por si só, isso já reduziria o nosso afretamento.

Porém, temos afretamentos de helicóptero, barco, sonda, sísmica. Em tudo isso, temos aqui uma visão de quatro pilares de direcionamento em que estamos atuando. Primeiro, na maior eficiência na alocação desses recursos. Por exemplo, taxa de utilização de cada equipamento que temos, buscando otimizar. Renegociação de tarifas com todos os proprietários dos bens. Avaliações de prazos contratuais; prazo é um importante componente na definição do valor do afretamento. Então, estamos otimizando prazos também, sempre com economicidade.

E mais um ponto que vimos buscando, que é a cessão de recursos com parceiros. Hoje, temos parceiros que, se tiver algum tipo de ociosidade de equipamentos arrendados aqui, temos buscado os parceiros, e isso já está acontecendo, em que cedemos e ele paga o afretamento desses equipamentos.

No segundo ponto, que é o GOG, nós já tivemos, sim, ganhos em 2025. Estamos colhendo ganhos também em toda a companhia. Por exemplo, eu já falei, em pessoas, tivemos um PDV que vai trazer maior eficiência. Naquelas plataformas que não estão mais produzindo, saímos de US\$ 2,2 bilhões em custos anuais para US\$ 1,2 bilhão. Tivemos, em relação a 2025, cerca de US\$ 4 bilhões de economia aqui dentro. Enfim, são todas questões que vimos trazendo de maior eficiência.

Sobre o *lifting cost*, uma importante questão é que vimos produzindo mais com o mesmo nível de OPEX. Então, também trazemos eficiência porque temos uma produção maior, com o mesmo custo. E coisas dessa natureza que vimos buscando, toda a diretoria bastante comprometida com a otimização de custo e busca de eficiência aqui na companhia.

Magda Chambriard:

Vou complementar aqui, porque tem uma questão que é muito interessante, fruto de um esforço muito grande de parceria entre as diversas áreas da companhia. Vocês receberam no material uma observação dizendo o seguinte, que neste último ano nós interligamos muito mais poços, pusemos em produção muito mais poços do que pusemos no ano passado.

Isso foi possível porque no ano passado gastávamos mais de um ano para interligar os poços, e agora estamos fazendo isso em sete meses, em média. O que isso significa? Isso significa? Significa, consequentemente também, menos necessidade de disponibilidade de barcos de apoio, de aeronaves, etc.

Então, esse esforço de aceleração da interligação dos poços resultou também em uma economia significativa dos dispêndios de afretamento.

Gabriel Barra, Citi:

Obrigado por pegarem minhas perguntas. Vou fazer quórum aqui aos meus colegas, agradecer e parabenizar pelo plano. É muito bom ter esse nível de detalhe para entender um pouco melhor o futuro da Petrobras.

Eu vou tentar até um *follow-up* de uma pergunta que veio, e acho que na coletiva de imprensa também veio essa pergunta, olhando para o dividendo. Quando olhamos para o plano, a companhia está usando um petróleo um pouco mais alto, eu diria até um pouco alto em relação à curva futura. E aí, quando ajustamos até pela sensibilidade que vocês colocam no plano, o fluxo de caixa da companhia futuro e colocando o preço do petróleo da curva, vemos a companhia em um cenário talvez um pouco mais desafiador na geração de caixa, frente ao dividendo que seria pago nos próximos cinco anos.

Dentro disso, queria entender dois pontos. Um, por que usar esse petróleo um pouco mais alto do que a curva? Talvez, por que não ser um pouco mais conservador aqui nessa análise? E segundo ponto, se o petróleo realmente for um pouco mais baixo do que está no plano, como deveríamos pensar na sensibilidade em relação à alavancagem, dado que a companhia acabaria queimando um pouco mais de caixa nos próximos cinco anos? E como esse CAPEX deveria se comportar nesse cenário de petróleo mais baixo? Qual é a sensibilidade aqui em relação ao CAPEX da companhia para os próximos cinco anos? São esses pontos. Obrigado.

Fernando Melgarejo:

Obrigado, Gabriel. Primeiro ponto, o petróleo mais alto. Para definirmos esse petróleo, o valor de petróleo utilizamos, temos aqui um grupo de cenaristas; um grupo não, pegamos pesquisas de cenaristas, são 28 ou 29 cenaristas que acompanhamos, e a média que verificamos está nos US\$ 70 mesmo, e identificamos outras companhias no mesmo patamar também, fazendo suas projeções. US\$ 63 agora para 2026, e US\$ 70 para 2027 em diante, e fica *flat* lá para frente. E as outras companhias também têm usado mais ou menos esse patamar.

O importante aqui, Gabriel, é que no nosso Brent de equilíbrio, fizemos uma redução bastante positiva. Saímos de US\$ 82 em 2025, ano corrente, que ainda não acabou, para um Brent de equilíbrio de US\$ 59. Isso que é importante observarmos.

E, obviamente, para os anos seguintes também, esse Brent de equilíbrio está na redondeza dos US\$ 60 por barril, até porque temos um aumento de produção sem aumento de custo, e é isso que nos garante, ou melhora a probabilidade, o nível de confiança aumenta por esse aumento de produção, e que o nosso nível de Brent de equilíbrio é bem menor do que experimentamos até então.

Aí, nós montamos esse novo nível de governança, que falamos que são esses US\$ 10 bilhões que temos. Isso é discricionário. Identificando que não é possível fazer investimento porque vamos endividar a companhia, ou vamos passar dos 65 ou muito mais; não significa que não pode usar a mais que 65. O nosso limite é 75. Isso foi mantido, o limite da dívida. Mas o nosso objetivo é 65. Não faríamos imediatamente esses investimentos e os postergaríamos para um futuro, e assim faríamos a gestão da dívida da companhia vis-à-vis investimentos.

Jorge Gabrich, Scotiabank:

Boa tarde. Obrigado por pegarem minhas perguntas. E eu também faço minhas as palavras dos colegas, parabenizando pelo novo *disclosure* do plano.

Acho que a minha pergunta vai na linha de custos. Ficaram bem claras as alavancas que temos aqui para redução de custos estruturais. Agora, onde podemos encontrar os maiores desafios e os maiores ganhos aqui? Quais seriam as principais alavancas, tanto para desafios e ganhos? Obrigado.

Magda Chambriard:

Desafios, eu acho que o principal desafio são os cenários do preço de petróleo e o momento incerto que o setor de petróleo vive em função da geopolítica global. Isso afeta a Petrobras, isso afeta a todas as empresas de petróleo.

Em termos de alavancas, é o trabalho que estamos desempenhando e que se acentua a cada dia no sentido de otimização das nossas atividades e a produtividade dos nossos campos.

Por exemplo, quando você pega uma plataforma gigante como Almirante Tamandaré, capacidade de 225.000 barris de petróleo por dia, topada com cinco poços, e você consegue aumentar a capacidade dessa plataforma em 45.000 barris por dia e, por conseguinte, colocar mais um poço pendurado nela, que pode entregar outros 45.000, você está olhando toda uma capacidade de engenharia, de otimização de processos e de entendimento do negócio que se torna uma alavanca muito preciosa para aumento de retorno dos projetos.

Outra coisa que nós estamos fazendo, que também é novidade na Petrobras, e vocês vão ver no cronograma de entrada de novos projetos de E&P, é que nós temos nove novas unidades entrando. Mas, além deles, pela primeira vez, nós trazemos projetos de desenvolvimento complementar, que são aqueles projetos de substituição ou acréscimo de poços às plataformas existentes, que colocam produção sem o consequente custo das unidades de produção que usualmente seriam necessárias para agregar essa produção.

Por exemplo, se eu estou falando de um projeto que tenha cinco, seis poços no pré-sal, eu posso estar falando de um projeto de 200.000 barris de petróleo por dia, por exemplo, ou dessa ordem, sem nenhum investimento relativo a uma plataforma nova, contando ou com um acréscimo de produção em função do acréscimo de capacidade de uma plataforma existente, ou substituição de poços mais antigos por mais novos. Porque os campos são gigantes, a produtividade é inigualável e a quantidade de poços estudados e disponíveis para serem conectados em uma situação ou outra está para lá de estudada.

Outra questão que o Fernando mencionou é a utilização de estoques. Nós também estamos adequando a nossa necessidade de estoque, revendo relacionamentos com fornecedores, etc., para que possamos reduzir o giro do nosso estoque e, dessa forma, nos beneficiarmos de equipamentos já comprados e de projetos que, por conta disso, teriam um CAPEX menor.

Então, é um conjunto. Não tem uma receita mágica. O que se faz naturalmente em uma otimização de procedimento é gerar mais receita em função do que temos na mão, redução de estoque e aprimoramento das questões operacionais que são inerentes a toda grande companhia.

Quando olhamos para frente, enxergamos no corpo técnico da Petrobras um grande otimismo em relação a essa possibilidade de otimização do nosso portfólio, porque nós estamos em um progresso visível, que se iniciou no ano de 2025 com excelentes resultados.

Nós temos algumas dezenas de poços no pré-sal já identificados e passíveis de interligação em plataformas existentes e em plataformas que nós vamos receber nos próximos anos.

E o aumento de capacidade dessas plataformas agora virou nossa ambição também. Então, em cada uma dessas plataformas, vamos perseguir mais 10.000, mais 20.000, eventualmente até mais 40.000 barris de petróleo por dia.

Mas isso não é uma promessa. Não gostamos de prometer quando não temos certeza de que vai entregar. Mas o que eu posso dizer para vocês é que estamos absolutamente otimistas com a possibilidade dessas entregas, trabalhando muito, com muita dedicação. E é por isso que eu não me canso de dizer: quem apostar contra a Petrobras, vai perder dinheiro.

Sylvia Anjos:

Presidente, posso complementar aqui? Eu sei que é uma dúvida do Jorge. É o seguinte, Jorge: tudo isso que estamos fazendo em redução de custo, em nenhuma possibilidade, não tem nenhum risco na questão da confiabilidade e segurança das operações. Nenhuma redução de custo, nenhuma redução de ação para manter a integridade e a segurança das operações.

Isso é muito importante, porque isso é primordial. Então, estamos realmente tirando pequenas ineficiências, melhorando o custo, mas a segurança das operações é inegociável.

Fernando Melgarejo:

Perfeito, Sylvia. Das operações e pessoas. Isso está sendo otimizado sempre, mas não tem redução de custo em cima disso.

Mas um ponto que a Presidente trouxe, que é o desafio que é um Brent muito menor. Considerando esse risco, nos últimos períodos, nos últimos seis meses, na construção do plano, trouxemos aqui para dentro duas novas formas de governança.

Uma foi que criamos o Grupo de Sustentabilidade Financeira, que passa a ser mais uma camada antes de acontecerem dispêndios. O segundo foi a flexibilidade no investimento que trouxemos, que o investimento e implementação agora tem o base e tem o alvo.

Além disso, ainda temos limite de dívida, que poderíamos eventualmente aumentar, e temos um caixa sustentável aqui para a companhia, sem falar em todas as alavancas que temos de otimização de custo, como eu falei, por exemplo, da redução do custo das plataformas em descomissionamento. Estamos falando na ordem de US\$ 4 bilhões em cinco anos.

Sylvia Anjos:

Aproveitando só para dar essa informação também, todas essas reduções de custo incluem também o uso de tecnologia. Então, estamos em parceria direta com todas as inovações que estão vindo do Cenpes, de necessidade, de forma que temos um grupo voltado a implementar as tecnologias e as inovações, de forma que não fique só atrelado a quem solicitou a inovação, mas fazer uma abrangência.

Então sabemos que podemos reduzir muito de custo fazendo isso, quer seja por robotização, usando drones. Então, temos cuidado da plataforma buscando tecnologias que realmente reduzam o custo.

Fernando Melgarejo:

Aliás, é o primeiro ano em que temos alguns slides que versam sobre inovações e tecnologia na Petrobras, que está no material disponibilizado no Plano de Negócios.

Vicente Falanga, Bradesco:

Boa tarde. Parabéns pelo *disclosure* mais completo. Imagino que tenha dado muito trabalho para vocês, mas nos ajuda bastante.

A minha pergunta é sobre algumas premissas de aprovação de alguns projetos. Eu queria entender se vocês também usaram Brent de corte de US\$ 45 para aprovar os projetos de etanol. Sabemos que um petróleo a US\$ 45, por consequência, também resultaria em um preço de etanol mais baixo. E se, nesse preço, vocês conseguem o retorno mínimo para aprovar esse tipo de projeto renovável.

E também para o projeto de fertilizantes, se vocês poderiam nos informar qual o preço de gás natural que vocês usam. Ou, se não puderem abrir aqui, se poderiam nos dar uma ideia de qual o preço máximo de gás que vocês deveriam ter para um projeto desse entregar os retornos desejados. Obrigado.

William França:

Angélica, eu vou começar aqui, você complementa com o etanol. Em relação ao gás, consideramos para os fertilizantes o custo de oportunidade, que é exatamente o preço de equilíbrio entre a oferta e a demanda do produto.

E aí, uma coisa muito importante que temos que destacar: conseguimos um custo de oportunidade muito baixo, porque nós ampliamos a nossa produção, o nosso processamento de gás natural. Então, saímos de cerca de 30 milhões para bater o recorde de mais de 51 milhões no mês passado de processamento de gás natural na companhia, com a entrada em operação das duas PGNs de Boaventura, a ampliação da produção do processamento de Cacimbas, no Espírito Santo, e também da Rota 1 da UTGCA.

Então, nós tivemos um ganho muito grande na oferta de gás natural, que possibilitou uma redução no custo de oportunidade, e isso fez com que as duas plantas de fertilizantes se tornassem viáveis economicamente, com VPL bastante positivo.

Destacando que, no caso da Ansa, lá no Paraná, aí não, porque lá a matéria-prima é RASF, resíduo asfáltico da própria Repar, e é outra visão.

Em relação ao etanol, vou passar aqui para a Diretora Angélica.

Angelica Laureano:

Vicente, com relação ao etanol, as premissas de Brent são em linha com todas as demais premissas do nosso plano. Nós trabalhamos com as mesmas premissas.

Bruno Amorim, Goldman Sachs:

Boa tarde. Obrigado pelo espaço para fazer pergunta e, junto aos meus colegas, também agradeço pelo *disclosure* adicional.

Eu tenho um *follow-up* na questão da flexibilidade do plano, principalmente para 2026 e 2027, em um cenário de petróleo muito mais baixo. Vocês mencionaram já que, inclusive, uma das ideias por trás da divisão entre o CAPEX em implementação base e implementação alvo é justamente dar alguma flexibilidade para a empresa, mas em 2026 e 2027 não existe uma diferença muito grande entre esses dois níveis de CAPEX, o alvo e o base. Então, a pergunta mais objetiva é entender se existe alguma flexibilidade com relação ao CAPEX de implementação base em 2026 e 2027 em um eventual cenário de petróleo muito baixo. Obrigado.

Fernando Melgarejo:

Bruno, 2026 e 2027 são CAPEX em que temos um percentual maior, que já estão sancionados. Então, o nosso nível de flexibilidade nos anos mais próximos de 2025, no ano corrente e o ano seguinte, temos um nível de flexibilidade menor, mas temos, sim, como adiar algum tipo de projeto. Aqueles US\$ 10 bilhões que temos, eles podem sim ser adiados.

Mas, de fato, o nosso nível de flexibilidade é menor porque temos aqui investimento corrente, por exemplo, que são as manutenções, temos os investimentos que já estão sendo executados, de forma que o nível de flexibilidade é menor.

Conrado Vegner, Safra:

Boa tarde. Obrigado pela oportunidade de fazer pergunta aqui. Eu queria fazer uma na parte de gás. Quando vocês falam de aumento de eficiência e redução de custos, vocês mencionam possível redução nas tarifas de transporte de gás. Se vocês puderem dar mais detalhes de como está essa discussão, e se vocês enxergam a possibilidade de ter uma redução dessa tarifa agora já nessa revisão.

Se eu puder complementar com um assunto relacionado, referente às estruturas de escoamento e processamento, se vocês acham também que a discussão agora de ter uma arbitragem ou a definição por um terceiro da tarifa de uso dessas estruturas já é superada, e agora a discussão passa a ser, ou volta a ser entre PPSA e Petrobras. Obrigado.

Angelica Laureano:

Em relação à tarifa de transporte, esse é um assunto que está sendo tratado pela ANP, porque nós estamos no ano de revisão tarifária das três maiores transportadoras do país. Então, a ANP está cuidando da base regulatória de ativos.

Era previsto que essa tarifa e essa base fosse avaliada ainda este ano. A ANP não conseguirá terminar este ano, e a previsão é de que, até junho do ano que vem, tenhamos definido uma base regulatória de ativos e, por seguinte, uma tarifa de transporte. Nós estamos aguardando.

A Petrobras acompanha com atenção o assunto porque isso impacta diretamente a nossa venda do produto no mercado. Temos contribuído diretamente através das audiências públicas, e também através do Comitê de Usuários e através de outras associações, mas acompanhamos com cuidado. Imaginamos que isso deva estar definido em um curto espaço de tempo.

Quanto ao escoamento, hoje não é assunto regulatório, não é regulado. O escoamento é uma relação entre os parceiros e quem construiu aquela infraestrutura. A ANP procura pensar em uma regulação, mas isso ainda é muito incipiente. No momento, esse assunto é um assunto entre os parceiros daquele escoamento e do tratamento (inaudível) PPSA como possível usuária do escoamento.

Caio Ribeiro, Bank of America:

Boa tarde a todos. Muito obrigado pela oportunidade. A minha pergunta seria ainda sobre as premissas usadas para o Brent, para estruturar o plano que envolve projeções em torno de US\$ 70 por barril ao longo de 2027 a 2030, que, comparado com a curva que fica por volta de US\$ 60, US\$ 65 por barril, ainda está acima da curva. Eu queria entender, com essa premissa do plano, se ela ficasse nesse range mais similar à curva, se vocês contemplariam ajustes na política de dividendos e/ou no teto da dívida bruta, ou se teria algum cenário específico, talvez até com um Brent abaixo desses níveis da curva, que levaria a essas possíveis decisões de mudar ambas as políticas de dividendo e de teto da dívida bruta. Muito obrigado.

Magda Chambriard:

A mudança da forma de distribuição de dividendos não está à mesa. O que nós vamos fazer é manter a política de dividendos tal qual ela se apresenta já desde o ano passado.

Quando olhamos para a frente e vemos esses US\$ 70, estamos vendo o seguinte: os cenaristas estão dizendo que o ano que vem podemos ter um petróleo abaixo do nível corrente. E eles estão dizendo também, e vocês acompanham isso, que se isso acontecer, muito provavelmente muita gente vai pisar o pé no freio, postergar investimentos e, conseqüentemente, novos projetos e produção. E se isso acontece, então, a consequência do *day after* dessa pisada no freio é o aumento do preço do petróleo.

O que nós temos visto na maioria dos cenaristas é um cenário mais restritivo no ano de 2026, e um cenário de alguma recuperação no ano de 2027. É isso que está refletido no nosso plano, é isso que nós consideramos, e é a média de quase 30 cenários diferentes que nós analisamos, consideramos e estudamos.

Nós temos dito reiteradamente que não temos nenhum interesse em empilhar dinheiro. Então, havendo sobra de caixa e o entendimento de que o que nós temos em caixa é suficiente para arcar com as despesas necessárias e assinadas no nosso planejamento estratégico, certamente esse volume adicional, se houver, será distribuído.

Não temos interesse nenhum em diminuir a distribuição de dividendos, como também não temos nenhuma intenção de empilhar dinheiro.

Gustavo Cunha, BTG:

Boa tarde a todos. A minha dúvida é mais com relação ao Brent de equilíbrio. Se vocês poderiam nos passar alguma estimativa, ou se tem alguma expectativa altista ou baixista para o Brent de equilíbrio em 2027, considerando que é o ano de pico de CAPEX. Quais alavancas vocês podem utilizar para diminuir esse Brent de equilíbrio caso o petróleo tem um nível mais baixo em 2027? E até mesmo entender como essa sensibilidade muda sobre os diferentes cenários de câmbio. Obrigado.

Fernando Melgarejo:

O nível do Brent de equilíbrio é muito parecido, porque temos evoluções em nosso OPEX, e no CAPEX, se houver redução significativa do Brent, então não vamos confirmar nossas premissas, podemos, então, postergar novos projetos, ajustando, portanto, o Brent de equilíbrio, que é aquele que deixa a dívida líquida neutra.

Magda Chambriard:

Deixe-me continuar um pouco. Seguimos trabalhando na otimização dos nossos processos, na implementação de tecnologias. A Sylvia mencionou aqui o embarque de novas tecnologias que conseguem e resultam em redução de custos.

Então, vou dar uma bem simples, bem básica, só para vocês terem uma ideia do que estamos falando. Quando nós fomos mover essa sonda que está furando lá na Margem Equatorial, no *offshore* do Amapá, aqui do Sudeste brasileiro lá para o extremo Norte, havia necessidade de nós limparmos o casco da sonda para livrá-lo de coral-sol. Essa é uma exigência regulatória, uma exigência do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente.

Isso se faz manualmente, e essa é uma tarefa que demora dois meses. Nós já temos agora tecnologia disponível para limpar isso mecanicamente, reduzindo o custo dessa operação para pelo menos 30% do valor original, talvez até menos.

Então, nós temos trabalhado incessantemente no embarque de novas tecnologias. Por exemplo, na entrega de equipamentos de menor peso nas plataformas por meio de drones, e assim por diante. Tudo isso contribuindo para a redução de custos operacionais, para a otimização de afretamentos, para a redução de disponibilidade de barcos, apoios e aeronaves. Enfim, é uma infinidade de ações que têm resultado em redução de custos e que estão, no seu dia a dia, cada vez mais implementadas.

Fernando Melgarejo:

Só vou fazer um complemento. Em 2026 e 2027, majoritariamente, nossos investimentos são em Búzios, que é onde temos as melhores rentabilidades dentro da companhia.

Então, não faz nenhum sentido deixar de fazer investimentos estruturantes, de longo prazo – e lembro que nossos investimentos duram 20, 30 anos –, por um momento que vemos de baixo Brent. Então, essa é a lógica que estamos imprimindo, são investimentos estruturantes, de alto valor agregado.

Magda Chambriard:

Isso sem falar que são projetos resilientes a US\$ 45, US\$ 50 por barril. Portanto, mesmo que o preço do petróleo caia, esses projetos continuam sendo o carro-chefe da companhia.

Eduardo de Nardi:

Obrigado, Magda. Obrigado, Fernando. Obrigado, Gustavo, pela pergunta, e obrigado a todos que fizeram perguntas. Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Se tiverem mais perguntas, elas podem ser enviadas para o nosso time de RI e vamos dar tratamento o mais rápido possível.

Vou passar a palavra agora para a Presidente Magda para seus comentários finais. Por favor, Presidente.

Magda Chambriard:

Primeiro, agradecer a atenção de vocês todos. Reconhecer o trabalho e a cooperação de vocês aqui com a nossa área de Relacionamento com Investidores, com a nossa Diretoria Financeira e com todos nós. Dizer que nós estamos completamente abertos para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários, e que estamos em um grande esforço de tornar esta companhia cada dia mais efetiva em seus projetos, cada dia mais rentável nas suas atividades, tirando valor de ativos ímpares no mundo, como os do pré-sal, e ocupando um mercado valioso para os nossos combustíveis, que é o mercado brasileiro.

O Sudeste brasileiro é o melhor mercado da América do Sul, certamente, talvez seja o melhor mercado da América Latina, e nós estamos investindo muito fortemente em refino, em produtos de melhor qualidade, produtos muito bem aceitos para que aumentemos o valor da nossa companhia, inclusive garantindo um *hedge* importante, porque o refino desses produtos com o maior valor de mercado, de certa forma, também nos oferece um *hedge* importante se o preço do petróleo cair.

Só lembrando vocês que, por exemplo, o nosso bunker de navegação com 24% de renováveis está vendendo muito bem em Singapura. Nós ampliamos o nosso mercado de coque recentemente, expandimos muito, para além das nossas fronteiras, agregando valor para a companhia. O diesel renovável está sendo cada vez mais reconhecido como um produto de valor importante para a descarbonização do escopo 3. Tudo isso, junto com o aumento de eficiência da produção, vem trazendo para nós ganhos importantes.

Eu gosto de dizer também que, quando falamos em projetos de transição energética, que normalmente são projetos de menor atratividade, quando falamos em solar e eólica, isso não vale para projetos, por exemplo, de solar que estamos entregando para gerar energia para as nossas refinarias. Porque quando colocamos um solar na nossa própria refinaria, nós garantimos que nós mesmos somos o *offtaker* dessa nossa produção, e que essa produção de solar agregada à refinaria libera um gás que colocamos no mercado com ganho de recurso, e esse projeto integrado com toda a sinergia ao sistema Petrobras agrega grande valor para o retorno da companhia.

Então, o que eu posso dizer para vocês é que nós estamos pensando a companhia como um todo, maximizando suas sinergias no Brasil e no exterior, e que esse tipo de ação, como vocês viram ao longo do ano de 2025, deu ganhos significativos, e vai continuar dando no quinquênio.

Muito obrigada por nos ouvirem, e estamos aqui para quaisquer questões que vocês venham a ter no futuro.

Eduardo de Nardi:

Obrigado, Magda. Reforço que a apresentação do plano está disponível no nosso site de Relacionamento com Investidores, e em breve também disponibilizaremos o áudio deste *webcast* para *replay*.

“Este documento é uma transcrição produzida pela MZ. A MZ faz o possível para garantir a qualidade (atual, precisa e completa) da transcrição. Entretanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais falhas, já que o texto depende da qualidade do áudio e da clareza discursiva dos palestrantes. Portanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais danos ou prejuízos que possam surgir com o uso, acesso, segurança, manutenção, distribuição e/ou transmissão desta transcrição. Este documento é uma transcrição simples e não reflete nenhuma opinião de investimento da MZ. Todo o conteúdo deste documento é de responsabilidade total e exclusiva da empresa que realizou o evento transcrito pela MZ. Por favor, consulte o website de relações com investidor (e/ou institucional) da respectiva companhia para mais condições e termos importantes e específicos relacionados ao uso desta transcrição”

