

Alessandra Gadelha:

Bom dia a todos. Sejam bem-vindos à videoconferência de resultados do 1T23 da Enauta. Eu sou Alessandra Gadelha da equipe de Relações com Investidores e serei a moderadora deste evento.

Antes de darmos início à apresentação, eu gostaria de fazer alguns avisos importantes. Esse evento está sendo transmitido ao vivo e com tradução simultânea para o inglês. A apresentação está disponível no site de RI da Enauta, e aqui na plataforma dessa videoconferência.

Ao final da apresentação, daremos início à sessão de perguntas e respostas. Caso queira realizar perguntas, utilize o campo de Q&A da plataforma localizado na parte inferior da tela. Se desejar fazer pergunta por escrito, por favor, escreva o seu nome, a sua empresa e a sua pergunta no campo de Q&A. Se preferir fazer a pergunta por áudio, escreva apenas o seu nome e a sua empresa no campo de Q&A.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta videoconferência relativa às perspectivas de negócios da Enauta, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em premissas e crenças da diretoria da Companhia, bem como em informações atualmente disponíveis.

Considerações futuras não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer. Investidores devem compreender que condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais podem afetar significativamente o desempenho futuro da Enauta e podem conduzir a resultados que diferem materialmente daqueles expressos em tais considerações.

Estão aqui conosco hoje o nosso CEO, Décio Oddone, o nosso Diretor de Operações, Carlos Mastrangelo e nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Paula Costa.

Eu gostaria agora de passar a palavra para a Sra. Paula Costa, que iniciará a apresentação. Por favor, Paula, pode prosseguir.

Paula Costa:

Olá, bom dia a todos. Obrigado por estarem hoje conosco na nossa videoconferência, onde vamos comentar os resultados do 1T23. Acho que o grande marco do trimestre foi a conclusão da perfuração e a entrada em produção do poço 5H no Campo de Atlanta, que ocorreu dentro do prazo previsto, começou a produzir no final de março, ainda no 1T, como era a expectativa da Companhia.

Neste trimestre também tivemos uma celebração importante que foi 1 ano da aprovação do sistema definitivo de Atlanta, aprovamos esse projeto em 2022, logo em seguida assinamos os principais contratos para começar a implementação do sistema definitivo.

Esse é um projeto que tinha uma previsão de implementação em cerca de dois anos e meio, mais ou menos, ele ia do início de 2022 até meados de 2024. Desse período já estamos quase na metade e é muito gratificante olharmos para trás e ver o quanto que já evoluímos

nesse período e que continuamos dentro das principais premissas planejadas. Mais para frente o Mastrangelo vai ter a oportunidade de detalhar um pouco mais desse nosso avanço operacional nos próximos slides.

Depois nós trazemos um pouco dos números também do trimestre, vamos entrar em detalhes mais para frente também, trazendo a contribuição, não só da parte operacional e da produção da Companhia, mas mesmo da cotação da *commodity* nos resultados da Enauta de 2023.

Neste trimestre, investimos US\$107 milhões, praticamente a totalidade disso está relacionado ao Campo de Atlanta, e com uma divisão entre o sistema definitivo e a própria perfuração do poço 5H que já está em produção dentro do sistema antecipado.

No final de abril tivemos também a Assembleia Geral da Companhia, onde foi aprovado os dividendos de R\$0,15 por ação, totalizando R\$39,5 milhões e esse valor será pago no dia 15 de maio para os acionistas da Companhia.

Vou passar a palavra agora para o Mastrangelo, onde ele vai entrar em mais detalhes sobre a parte operacional da Companhia, bem como a nossa evolução no sistema definitivo. Obrigada.

Carlos Mastrangelo:

Obrigado Paula e bom dia a todos. O principal evento desse 1T foi a entrada em produção do poço 5H, o novo poço. Nós aprovamos esse poço em dezembro de 2021 e concluímos dentro do *range* do esperado de prazo e custo. E a melhor notícia foi que a performance do poço atingiu a nossa estimativa mais otimista.

Não levamos o poço na produção máxima, porque o projeto original de 2014 não tinha considerado a possibilidade de um poço produzir com uma vazão tão alta. Então nós interrompemos o aumento da vazão quando chegou em torno de 15 mil barris por dia.

Depois, por uma decisão interna, mais em função da baixa durabilidade das bombas submarinas, nós decidimos reduzir a vazão para operar com uma vazão mais reduzida, colocando um poço em torno de uns 10 mil a 9 mil barris por dia, para tentar buscar alongar a performance da bomba, do equipamento submarino. Vou falar um pouco mais sobre essas bombas mais para frente.

Lembrando que esse poço foi o primeiro de uma campanha de três. Estamos agora na campanha dos outros dois com previsões de concluir em setembro e nós teremos, quando o FPSO chegar do sistema definitivo, todos os poços prontos para serem interligados.

Agora, passando ao slide cinco, no dia 2 de maio nós completamos cinco anos de operação do Campo de Atlanta, produção que já está acumulada em mais de 25 milhões de barris. E o que significa isso? O Petrojarl, o FPSO que está no sistema antecipado, é um sistema muito antigo e ainda em operação, foi contratado para uma produção de três anos com possibilidade de ficar mais dois, e estamos levando para mais alguns anos.

Então é um sistema provisório, o objetivo era conhecer o reservatório e trazer informações para projetar um sistema adequado para desenvolver o campo. Nesse sentido, foi um

grande sucesso, no sentido de conhecer o que precisa para desenvolver o campo. As informações principais vieram todas, a questão do excesso de água do aquífero que prejudica o sistema antecipado, mas é um bônus para o definitivo.

Outra informação importante e clara que nós precisamos é um sistema de bombeio robusto, com prazo de intervenções muito maior do que foi originalmente previsto. Para aquela época, como era um sistema antecipado para ficar três anos, quatro anos, um sistema que tinha uma durabilidade de dois anos ou menos, um ano e meio, podia ser adequado, mas para um sistema definitivo temos que ter um sistema mais robusto.

E mais importante ainda que esses 25 milhões produzidos deram a oportunidade de conhecer bem o reservatório e reduzir muito o risco de reservatório, que é um dos grandes riscos de desenvolvimento de um sistema de produção *offshore* de óleo e gás.

Tudo isso nos deu uma confiança para partirmos para a sanção do projeto do sistema definitivo em fevereiro do ano passado. Mas claro que tudo isso, a produção é altamente lucrativa e tem relevância na geração de caixa operacional para a Empresa e ainda mais agora, com a possibilidade de estender o projeto do sistema antecipado até a chegada do definitivo, ainda dá mais um *upside* para o projeto para continuar gerando caixa até a entrada do próximo sistema.

Passando para o próximo slide, nós temos aqui uma comparação de porte, a diferença de patamar entre o sistema antecipado e o sistema definitivo. Vou ressaltar dois deles, a diferença da capacidade de água, de processamento de água, que no antecipado é bem limitado, não há previsão para mais do que isso. E no definitivo está vindo com 140 mil barris por dia de capacidade.

Uma outra diferença muito interessante e relevante é o volume de estocagem, o porte do antecipado tem capacidade para 180 mil barris de óleo de estocagem e o definitivo consegue estocar 1,6 milhão.

Por que isso é relevante? No antecipado nós levamos entre 40 a 50 dias para conseguir encher um navio aliviador. O que implica isso? Implica no custo do óleo, o preço que nós recebemos na venda do óleo é impactado por esses 40 a 50 dias sobre a estadia do navio aliviador.

No definitivo nós temos condição de reduzir muito, transferindo todo o volume de estocagem de uma vez só, só isso, pode representar talvez um *plus* de quase US\$2 por barril na venda do óleo, essa é uma grande diferença entre o antecipado e o definitivo.

Passando ao slide sete que é cronograma. Eu queria ressaltar aqui o cronograma do projeto. Estamos estritamente dentro do prazo e dentro do custo originalmente aprovado. Isso está imutável desde o início, desde que começamos a fase de *bid*, licitação, nós contávamos com o primeiro óleo em meados de 2024. Estamos até hoje, já passamos por várias fases e continuamos mantendo o projeto e sem nenhuma alteração.

Eu posso dizer até que já passamos por fases críticas que são susceptíveis em outros projetos, participei de vários, então vários projetos tinham fases críticas que trazem riscos de sobrecustos, de atrasos, de definição do projeto e de detalhamento do projeto. Nós já passamos por essa fase, então já estamos agora em uma fase bem mais avançada e

continuamos mantendo prazo e custo dentro do previsto, nenhuma alteração até o primeiro óleo.

Esse projeto é um pouco diferente do usual, porque o sistema crítico não é o FPSO, o que restringe a entrada de produção são aqueles sistemas que eu falei que partimos para o sistema definitivo mais robusto, o FPSO não está no caminho crítico do projeto.

Como nós aprovamos o projeto em fevereiro do ano passado, prevíamos ter o primeiro óleo em meados de 2024, mais precisamente a data era para o final de agosto de 2024. Hoje já temos um projeto em uma fase muito avançada, posso dizer que esse cronograma está muito bem ajustado, bem robusto e até com uma possibilidade de ter um primeiro óleo um pouco mais cedo, mas ainda está cedo para antecipar isso, vamos esperar um pouco mais, mas pode-se dizer que está bem robusto o cronograma.

Outro diferencial de uma transição de um sistema antecipado para o sistema definitivo, é que o sistema antecipado sai para entrar o definitivo, no nosso caso não, ele vai ficar, o sistema antecipado fica e continua produzindo, entra o definitivo para depois ter a transição, sem essa interrupção que ajuda bastante no nosso *cash flow*.

Nesse slide tem até uma foto da árvore de natal submarina, o último que foi entregue. Então os equipamentos estão sendo entregues. Vamos começar em agosto a campanha de instalação da ancoragem, todo o projeto está andando conforme o cronograma do projeto.

Em relação ao CAPEX do SD, nós temos um acumulado até março de quase US\$470 milhões. No gráfico de barras à direita, vocês podem ver que o valor original do projeto contratado foi em torno de US\$500 milhões, incluindo a compra do FPSO e sem nenhuma alteração até o momento.

Uma outra decisão importante, bom lembrar, uma decisão importante que tivemos em fevereiro foi a execução de uma opção contratual que nós tínhamos da compra da terceira bomba, porque cada bomba só comporta dois poços e nós tínhamos seis poços. Nós íamos colocar aquelas bombas robustas para quatro poços e os outros dois poços teriam essas bombas atuais.

Decidimos exercer a opção para ter todos os poços com o mesmo tipo de bomba, com isso não mudou nada, porque isso era uma previsão contratual do projeto, a possibilidade de exercer, só mudou o valor diferido depois do primeiro óleo, mas até o primeiro óleo continuou US\$1,1 bilhão.

E com isso estamos partindo para um sistema definitivo com a previsão de um sistema de produção e bombeio, pelo menos com a previsão de intervalo entre manutenções muito mais longas, histórico de dez anos, então nos dá uma tranquilidade muito maior.

Agora eu devolvo a palavra para a Paula, que vai apresentar os destaques financeiros do trimestre. Paula, por favor.

Paula Costa:

Obrigada, Mastrangelo. Passando para o slide oito, para que possamos ver os principais indicadores da Companhia nesse período. Então, nesse 1T, a Enauta produziu 1,4 milhão de

barris de óleo equivalente, grande parte disso está relacionada à Atlanta. Inclusive, vemos um incremento da produção de Atlanta, uma melhor performance operacional quando comparamos com o mesmo período do ano anterior, no 1T22.

No gráfico ao lado, a receita acaba sendo um efeito combinado dessa parte da produção, que aumentou em relação ao período anterior, com a cotação da *commodity*, com o Brent. Como vamos ver no próximo slide, a partir do 4T do ano passado, vimos uma queda na cotação do Brent que acaba refletindo então na receita da Companhia.

Manati é reflexo da demanda do gás, portanto, da produção de Manati e o preço contratual que tem o reajuste todo janeiro e, nesse caso, o reajuste anual foi de 4%.

Passando para o slide nove, temos a evolução do *lifting cost* da Companhia, quando olhamos esse custo cheio com afretamento, já desde o trimestre passado, desde o 4T22, já reportamos uma redução desse *lifting cost*, principalmente para uma redução no afretamento da unidade do Petrojarl, que é o FPSO hoje em operação no Campo de Atlanta.

E vemos esse mesmo efeito refletido no 1T23. Então, quando comparamos o custo operacional do 1T23 com o 1T22, vemos essa redução de US\$130 mil por dia no afretamento que acaba refletindo então no menor *lifting cost*. Desconsiderando o afretamento, hoje temos um *lifting cost* em cerca de US\$16 por barril em Atlanta.

O gráfico ao lado traz a evolução do preço de venda, que como eu comentei no slide anterior, ele acaba refletindo muito da cotação do petróleo Brent. Então, por essa razão é que vemos uma queda a partir do 4T22.

Passando para o slide 10, temos o EBITDAX da Companhia de R\$341 milhões e o lucro no período que foi de R\$118 milhões. Quando comparamos o lucro desse 1T com o mesmo período do ano passado, vemos um aumento de R\$217 milhões. É importante lembrar que o 1T22 teve um impacto importante da variação cambial.

Como parte da nossa política de proteção cambial de *hedge*, temos uma posição expressiva do caixa dolarizado no 1T22, vimos uma valorização do real, o que acabou impactando negativamente o resultado desse período do ano passado, mas olhando agora para o 1T23, vemos um lucro de R\$118 milhões.

Falando em caixa, no slide 11, ele traz a nossa variação da posição de caixa. Então, a Companhia terminou o trimestre com R\$2 bilhões em caixa, cerca de US\$400 milhões, mais ou menos, 80% desse caixa está dolarizado, e de novo, em linha com a política de proteção cambial e de *hedge* da Companhia.

E as principais variações, acho que vale chamar a atenção aqui, são os investimentos da Companhia, principalmente, em sua grande maioria relacionados ao projeto de Atlanta, como eu comentei no primeiro slide, foram US\$107 milhões investidos neste trimestre, a maior parte deles relacionados ao desenvolvimento do sistema definitivo, que é o nosso grande projeto hoje em andamento, e o restante relacionado a perfuração do poço 5H, que entrou em produção no final de março deste ano.

Além disso, temos uma geração de caixa de R\$217 milhões, geração de caixa operacional, um EBITDAX de R\$217 milhões nesse período.

Passando para o slide 12, vou comentar um pouco do posicionamento estratégico da Companhia. A Enauta é uma empresa geradora de caixa operacional, como vimos, o objetivo da Companhia é usar esse caixa para investir principalmente no nosso projeto, no sistema definitivo de Atlanta, que eu acho que é a grande avenida de crescimento orgânico da Companhia.

E continuamos buscando possibilidades de crescimento inorgânico, então, aquisições de ativo, M&A no Brasil e no exterior, acho que a Companhia tem capacidade de se posicionar bem nesse setor.

E também acho que é uma busca constante da Companhia, a otimização da nossa estrutura de capital. Então, seja através de financiamentos em moeda local, moeda internacional, eu acho que a Companhia está sempre buscando melhorar e otimizar a sua estrutura de capital.

Vou terminar a apresentação por aqui, passo a palavra para o Décio, que vai comentar um pouco mais sobre a estratégia da Companhia. E mais uma vez agradeço a todos pela participação.

Décio Oddone:

Bom dia a todos que nos acompanham hoje. A Paula e o Mastrangelo já deram uma pincelada de como que foi nosso trimestre, como que foram os resultados. Foi um trimestre com resultados positivos, mas eu acho que o mais importante do que os resultados do trimestre em si, acho que a trajetória da Companhia, o que está acontecendo para nos levar a 2024, quando teremos sistema definitivo em operação.

O fluxo de caixa que estamos extraíndo do sistema antecipado é muito importante para ajudar a financiabilidade do sistema definitivo. Estamos operando com segurança, com aquelas dificuldades de sempre que o Mastrangelo já relatou. Convivemos conscientemente com um sistema de bombeio que foi pensado para uma outra realidade, com uma durabilidade menor, com uma unidade de produção que também foi pensada para uma outra realidade, mas tudo isso é programado, não nos surpreende.

Sabemos que ao longo de 2023 e início de 2024, quando tiver esse sistema em operação, nós vamos continuar tendo esse tipo de dificuldade, mas vamos trabalhar com galhardia para vencer esse período e quanto mais o tempo passa mais próximo chegamos do momento em que vamos poder fazer a troca dos sistemas e aí teremos um sistema muito mais confiável, planejado para ser mais confiável.

Enquanto isso, vamos fazer o possível para manter a produção o mais equilibrado, o mais estável que pudermos, sabendo que essa luta é uma luta da nossa realidade. Mas o mais importante é, cada trimestre que passa estamos ficando cada vez mais próximos de entregar o sistema definitivo para produzir com maior volume, maior confiabilidade em Atlanta, e é isso que realmente importa.

É relevante você ter resultados positivos a cada trimestre, mas acho que a trajetória da Companhia de cada vez estar mais próxima da entrada do sistema definitivo e a cada trimestre que passa poder dizer que continuamos no prazo, continuamos no orçamento,

como o Mastrangelo comentou, acho que esse é o evento mais importante que temos para apresentar para todos os acionistas agora.

E com isso eu passo a palavra para quem gostaria de nos fazer alguma pergunta. Muito obrigado.

Gabriel Barra, Citi:

Olá, pessoal. Bom dia, Décio, Paula, Mastrangelo e Alessandra. Obrigado por pegar minhas perguntas. Tenho alguns pontos, o primeiro ponto sei que talvez seja difícil vocês comentarem, acho que está mais no nível do controlador, mas eu gostaria de ouvir um pouco de vocês.

Nós ouvimos algumas notícias sobre uma possível aquisição da PetroRio, algumas notícias no mercado sobre isso, eu sei que até a própria PetroRio negou as notícias, mas eu queria ouvir de vocês o que teria de interessante ter um *player* como a PetroRio como sócia, em termos operacionais, alavancagem operacional, diluição de custo e *expertise*.

Como vocês veriam essa sociedade, vamos dizer assim, até pensando no sistema definitivo de Atlanta, pensando em Sergipe-Alagoas, o que poderia ter de positivo ou negativo, trazendo a PetroRio junto com vocês nessas empreitadas?

O segundo ponto é na fonte de financiamento, vocês mencionaram que estão analisando algumas fontes de financiamento para a Companhia. Temos visto o ambiente de crédito um pouco mais desafiador, o ambiente de *equity* também mais desafiador. Então, se puder falar um pouco sobre esse momento, quais dificuldades, falar um pouco sobre esse momento.

E o último ponto, Décio desculpa, é sobre a estocagem de gás. A ANP, acabou, até hoje teve uma notícia sobre essa questão da estocagem de gás, Manati possivelmente poderia ser até um ativo que poderíamos pensar sobre isso, até pensando no longo prazo para Manati. Se eu pudesse ouvir um pouco de vocês o quanto vocês já estudaram isso?

O quanto vocês acham que poderia ser viável para o Manati lá na frente, 27 e 28. Seria outro ponto interessante de ouvir de vocês, dado esse estudo da ANP para a regulação dessa atividade no Brasil. São esses pontos. Obrigado e desculpa me estender aqui.

Décio Oddone:

Bom dia e obrigado pelo conjunto de perguntas. Vou responder duas e vou passar uma para a Paula. A questão do acionista é uma questão que está limitada às ações do acionista, não temos interferência nisso, não temos participação nisso. O acionista já se manifestou, então as informações que temos sobre isso são públicas.

Agora eu quero fazer um comentário, a Enauta é uma empresa tradicional, está no mercado há muitos anos, um capital aberto desde 2011, foi a primeira e única empresa independente brasileira a desenvolver um projeto *greenfield* em águas profundas, que é o projeto de Atlanta.

O nosso time é extraordinário, o Mastrangelo é uma das maiores autoridades mundiais em projetos de produção de petróleo utilizando FPSOs, recebeu como profissional a maior honraria que a indústria oferece para um profissional deste tipo, que é o prêmio da OTC, que a Petrobrás se orgulha de ter ganhado como Companhia, o Mastrangelo ganhou como indivíduo pela contribuição dele para o mercado de FPSO.

Responsável pelo primeiro FPSO do mundo aqui no Brasil e pelo primeiro nos Estados Unidos, se eu estiver dizendo alguma coisa errada aqui Mastrangelo, você me corrige. Então, a equipe da Enauta é muito preparada, capacitada e pronta para desafios como os de Atlanta e outros.

Nós não precisamos da ajuda de ninguém para desenvolver projetos *offshore*, e a realidade tem demonstrado isso e vocês verão o ano que vem, quando o sistema definitivo for entregue a concretização de tudo isso que estamos relatando.

Segundo é o tema da estocagem, pulei a financiabilidade e vou passar para a Paula para não ficar indo e vindo. Nós estudamos o processo de estocagem de gás há algum tempo atrás, até fizemos um acordo com a Gas Bridge, que estava discutindo isso em um momento que eles pensavam em comprar o ativo da Petrobrás, não sei em que pé está isso.

Mas naquele momento não pareceu viável, continua sendo uma possibilidade, especialmente se houver uma regulação mais definitiva, com maior clareza, talvez a viabilidade econômica fique mais próxima, mas por enquanto não temos planos de fazer projeto de estocagem no Manati, mas não descartamos não.

E financiabilidade eu passo para a Paula fazer os comentários. Paula, por favor.

Paula Costa:

Bom, vamos lá. Obrigada, Gabriel. Com relação a financiabilidade, acho que é o papel da Companhia sempre buscar essa otimização na estrutura de capital. Terminamos o ano passado com a emissão de debênture de R\$1,4 bilhão.

Como você bem colocou, acho que esse o ano mercado, principalmente o mercado local começou um pouco mais turbulento para novas emissões. Quando fizemos a nossa emissão no ano passado, já tínhamos dentro da própria debênture, dentro do próprio instrumento, a possibilidade de compartilhamento de garantia, com dívida podendo chegar até dois R\$2,5 bilhões.

E acho que faz parte do crescimento da Companhia seguirmos buscando essas fontes de financiamento como recurso para crescimento. A Companhia sempre teve uma posição de caixa bastante confortável ao longo dos anos, acho que isso nos deu muita flexibilidade na tomada de decisão, muita segurança na tomada de decisão.

Então, acho que esse é um trabalho contínuo, de analisar as alternativas de mercados. Dito isso, terminamos o trimestre como reportamos com quase US\$400 milhões no caixa, temos um plano de execução que está indo super bem no sistema definitivo de Atlanta dentro das premissas planejadas há um ano atrás.

Mas acho que essa busca de otimização na estrutura de capital faz parte do nosso dever de buscar essa criação de valor para a Companhia.

Bruno Montanari, Morgan Stanley:

Bom dia, pessoal. Obrigado por pegar minhas perguntas. Tenho três também. Eu queria que vocês, na medida do possível, dessem um pouco mais de cor de qual foi o problema no poço que foi abandonado, que agora vocês começaram a perfurar um outro. Se isso de alguma maneira é de responsabilidade da Companhia ou do provedor de serviço que está fazendo esse trabalho.

No campo mais estratégico, analisando a situação do país hoje, o que vocês acham mais factível em termos de aquisição? Seria continuar focando no Brasil, eventualmente em oportunidades corporativas, ou concentrar os esforços da Companhia buscando algo no exterior?

E aproveitando, talvez, a presença do Décio, esse fluxo de petróleo russo tem causado algumas distorções grandes em *trading*, em descontos de petróleo. Entendo que a Companhia está bem protegida por conta do contrato com a Shell, mas como você vê isso impactando o mercado como um todo e quando que essas interferências podem melhorar? Muito obrigado.

Décio Oddone:

Bom dia, Bruno. Mais uma multi pergunta, mas vamos lá. O poço, por uma questão operacional, estava bem no início, um poço desses em água profunda você lança um revestimento preliminar de largo diâmetro, de 30 polegadas, bem curto e perfura o poço antes de descer o primeiro revestimento.

Aconteceu que quando terminamos a perfuração do poço e íamos descer o revestimento quebrou equipamento da sonda e ficamos muito tempo parados para reparar a sonda de perfuração e quando voltamos o poço tinha fechado. Muito tempo exposto sem trabalhar acontece esse tipo de coisa.

Poderíamos ter continuado no poço, mas a equipe técnica achou que era mais fácil, mais rápido, mais eficiente, simplesmente abandonar e começar de novo. Foi isso, absolutamente corriqueiro em operação de perfuração. E eu, originalmente fui, no meu passado distante, engenheiro de perfuração, então *business as usual*, como se fala na indústria, acontece.

Agora, a causa raiz foi uma quebra no *Top drive*, que é o equipamento da sonda, que originou a exposição do poço aberto durante muito tempo, o que não é bom.

A segunda pergunta você fez sobre aquisição, continuamos trabalhando, é um objetivo da Companhia, não entregamos ainda, íamos passar a manhã falando das razões pelas quais não entregamos ainda, mas o fato é que não entregamos, o que não significa que não estamos tentando entregar, então, estamos com foco nisso também. Estamos olhando no Brasil, estamos olhando no exterior, tem nenhuma novidade para anunciar, mas continuamos ativamente, isso eu posso dizer, avaliando.

E quanto à questão do petróleo russo, nós temos visto, as informações indicam que apesar de todos os cortes que a OPEP+ tem feito, tem dúvidas sobre efetivamente se a Rússia está diminuindo as exportações ou não. Isso tem impactado o preço do petróleo. Foram feitas sanções, as sanções entraram em vigor, tanto o petróleo russo quanto os derivados de petróleo russo.

Estamos vendo agora um fluxo maior de diesel, por exemplo, para América Latina, o Brasil comprando diesel russo, Chile comprando diesel russo, por exemplo. Então, isso hoje criou uma nova situação no mercado global de petróleo, nós tínhamos um mercado de petróleo e agora parece que também temos um mercado de petróleo que transaciona com hidrocarbonetos de origem da Rússia.

O que eu acredito que vá acontecer é que, a posição declarada da OPEP+ é muito forte no sentido de implementar cortes de produção que nem sempre são cumpridas por todos os membros, mas via de regra, temos visto uma reação da OPEP+ quando os preços caem bastante. Então, eu espero patamares de preço até o final do ano ao redor do que nós temos agora para cima. Obrigado.

Tasso Vasconcelos, UBS:

Oi, pessoal. Décio, Paula e Carlos. Obrigado por pegarem as minhas perguntas. Acho que eu tenho duas do meu lado. Sobre as opções da Yinson, de exercer ou não o direito de compra dela, inclusive agradeço do nosso lado o *disclosure* no *release*, mas algum detalhe adicional que vocês poderiam prover para nós em relação aos desembolsos previstos para a Companhia?

E no caso da Yinson não exercer o direito de compra dela qual seria o *time* para definição e quais as alternativas para a Enauta? Qual seria eventualmente a dificuldade ou complexidade em realizar contratações e desenvolver internamente *expertise* para operar o FPSO? Ou do outro lado, dificuldade em contratar algum outro operador, caso não seja a própria Yinson? Então essa seria a primeira pergunta.

Segunda pergunta, temos visto algumas discussões que podem trazer impacto para a indústria de petróleo de uma forma geral, taxa de exportação, mudança na fórmula de cálculo dos preços da ANP, regras nos preços de transferências e por aí vai.

Então, Décio, até aproveitando da sua experiência à frente da ANP, acho que seria interessante ouvir um pouco da leitura de vocês sobre para onde a indústria parece estar caminhando e o que vocês vislumbram de potenciais impactos no setor no Brasil, no médio e longo prazo? Seriam essas as minhas duas perguntas. Obrigado.

Décio Oddone:

Vamos lá, não vemos dificuldade caso, não acreditamos, mas caso a Yinson não exerça de fazer uma contratação de uma companhia para operar o FPSO Atlanta, acho que nós teríamos tempo, é normal, mas não temos esse planejamento.

Não sei se a Paula quer comentar alguma coisa mais a respeito das questões financeiras da transação. Depois eu volto com a questão de preço de referência e preço de transferência.

Paula Costa:

Com relação às opções da Yinson, como você colocou, Tasso, procuramos realmente dar um *disclosure* maior. Temos um *milestone*, onde a Yinson tem essa opção de comprar as ações da empresa que é a proprietária do FPSO e, a partir dali se tornar a dona do FPSO.

Se olharmos o projeto como um todo, a diferença no CAPEX para a Companhia, que você perguntou de desembolso, é de cerca de US\$100 milhões, que é mais ou menos 20% do custo do FPSO, considerando a aquisição original do FPSO que foi feito em fevereiro do ano passado, mais os custos de adaptação.

Então, o custo total do FPSO é de uns US\$500 milhões e 20% desse valor seriam os US\$100 milhões. E os outros US\$400, obviamente, se formos os proprietários finais do FPSO os US\$500 milhões ficam dentro do CAPEX da Enauta.

Os outros US\$400 milhões, se a Yinson exercer a opção e se tornar a proprietária do FPSO, eles seriam convertidos em um financiamento para a Yinson, então ele continua sendo um descaixe para a Enauta nesse primeiro momento e depois ao longo do projeto, ao longo dos próximos 15 anos, ele retornaria via pagamento desse financiamento.

Por isso que colocamos que a diferença no descaixe, desse primeiro momento até o primeiro óleo, seriam os US\$100 milhões. E como o Décio bem colocou, acho que em relação à operação nos dois cenários, a Yinson operaria pelo menos nos dois primeiros anos do FPSO, que eu acho que traz uma segurança muito grande para a Companhia.

E com isso teríamos também o tempo suficiente para eventualmente permanecer com a Yinson ou buscar alguma outra alternativa de uma outra empresa qualificada para continuar operando o navio.

Então, acho que esses dois anos iniciais de operação que já estão assegurados no contrato, eles nos trazem a segurança necessária, mesmo no caso de sermos o proprietário final do FPSO.

Décio Oddone:

Bom, voltando às discussões sobre preço de referência e preço de transferência, e até ontem saiu aprovação, acho que no Senado, uma medida provisória que trata de preço de transferência. São duas coisas distintas que se mesclam.

A ANP estabelece desde 2017 um preço de referência para pagamento de *royalties*, e o decreto assinado pelo presidente naquela ocasião, dava um prazo até 2025 para esse cálculo da ANP estar vigente.

No final do ano passado foi feito um pedido do Ministério para a ANP para antecipar a revisão desse preço de referência porque desde 2020, quando entrou em vigor a nova regulamentação para combustíveis marítimos a IMO 2020, o preço dos petróleos de baixo teor de enxofre, como os do pré-sal de Atlanta, melhorou, e a forma que a ANP utilizava não contemplava isso.

Então, legalmente, regulatóriamente, o preço de referência da ANP é adotado pelas companhias para o pagamento de *royalties*. Então, o que está em discussão sobre revisão do preço de referência para *royalties* da ANP afetaria a Enauta no sentido de, havendo uma revisão para cima do preço de referência e pagamento de *royalties*, teríamos um aumento nos *royalties* que, no caso de Atlanta são de 7,8%.

Mas essa discussão, ela conversa uma outra discussão, que é a discussão sobre preço de transferência, há companhias que fazem transações com partes relacionadas e vendem o petróleo para companhias do mesmo grupo ao preço de referência da ANP, que é aplicado regularmente para *royalties*.

Então, essa é a discussão sobre preço de transferência que o Ministro da Fazenda tem comentado. Essa discussão não afeta a Enauta, a Enauta não faz transação com parte relacionada e não tem preço de transferência. O nosso preço de venda no contrato com a Shell é o preço final, que é o preço que declaramos para o pagamento dos impostos no Brasil.

Então, a única discussão que afetaria a Enauta, uma vez concluída, é a revisão do preço de referência para pagamento de *royalties*, que por enquanto está para o final de 2025 e a ANP está discutindo uma possível antecipação.

Então, eu diria que para a Enauta, esse é o impacto que podemos ter se for revisitado o preço de referência para *royalties* antes do final de 2025. E se a resolução da ANP sair, vamos passar a pagar *royalties* em cima do novo preço de referência que for estabelecido.

Eduardo Rosa, 4UM Investimentos:

Oi pessoal, tudo bem? Obrigado Décio, Paula e Mastrangelo pela minha pergunta. Parabéns pelos resultados. A minha primeira pergunta é mais para clarificar um pouco mais sobre a questão das bombas que foi exercida a opção da compra de uma terceira bomba. Mas eu fiquei com uma dúvida, esse último poço que foi perfurado, o 5H, ele já conta com o sistema mais robusto de bombeio?

E no final das contas serão só as próximas três no calendário do projeto, essas bombas que já estão operando no SPA vão passar também por essa mudança de sistema?

Décio Oddone:

Obrigado pelas palavras. Vamos lá, o 5H usa o mesmo sistema de bombeio, as mesmas bombas que temos nos outros poços. A bomba do 5H, a original está dentro do poço, não está em no módulo de bombeio na superfície como nos outros, mas é a mesma bomba.

O que planejamos para o sistema definitivo, como o Mastrangelo comentou, é que nós vamos ter três bombas atendendo seis poços. Essas bombas mais robustas têm uma durabilidade maior, elas são multifásicas, são preparadas para lidar com diferentes tipos de fluídos, água, gás e petróleo. Não é o caso das bombas que temos hoje, então temos uma segurança de que no sistema definitivo, o sistema de bombeio vai ser bem mais robusto e bem mais durável do que temos hoje.

Vamos continuar tendo as bombas atuais, poderiam se transformar em uma espécie de *backup*, nós vamos ter *backup* também das bombas novas, então esperamos não utilizar mais esse sistema de bombeio que nós temos no sistema definitivo.

Eduardo Rosa:

Até aproveitando das perguntas dos analistas que já fizeram, sobre a questão de M&A, só batendo um pouco mais de novo na tecla. Até com o cenário hoje da Petrobrás, deixando de ser uma fornecedora de campos maduros para as *EPs Jrs*.

O que vocês estão vendo de cenário? Vocês acham que para a Enauta esse ponto favorece ela? Você acha que acaba aquecendo o mercado de M&A, até para, no final das contas, ela ter algum outro tipo de parceiro dentro do sistema definitivo? Ou vocês acham que o cenário como Enauta operando 100% Atlanta permanece?

Décio Oddone:

Bom, eu acredito que a Petrobras já tinha desinvestido a esmagadora maioria dos ativos que eles tinham em carteira para desinvestir, no meu entendimento, a não ser que eles avançassem em alguns campos maiores na Bacia de Campos, então não haveria muito mais ativo da Petrobras para ser vendido, além do que já tinha sido colocado.

Então, não traz grande novidade para o ambiente a paralisação dos desinvestimentos da Petrobras. Poderia vir mais alguma coisa? Sim, mas acho que a maior parte dos campos já tinha sido colocada em desinvestimento.

Sempre entendemos que esse processo da Petrobrás seria seguido de um processo de consolidação no mercado doméstico de empresas independentes, porque houve uma pulverização relativamente grande dos ativos vendidos pela Petrobrás. Muitas empresas que surgiram, algumas abriram o capital, outras ainda não são públicas.

Esse nosso mercado é um mercado de escala, a empresa de petróleo para ter eficiência precisa ter escala. E escala significa 50, 70, 100 mil barris por dia de produção, senão tem muita perda de eficiência.

Então, é natural vermos uma consolidação no mercado brasileiro, até no mercado regional, porque o futuro é um futuro de empresas com maior resiliência, com maior robustez e com uma capacidade de buscar oportunidades de desinvestimento que as *majors*, as grandes empresas, vão continuar fazendo por questão de gestão de portfólio e por migração para investimentos em transição energética.

Tendo falado tudo isso, eu digo que a Enauta quer se posicionar, estamos preparados para fazer aquisições. Nós precisamos diversificar portfólio e a entrega do SD em 2024 vai nos colocar em uma posição de produção de geração de caixa muito superior ao que temos hoje. Então, nos enxergamos como um potencial consolidador mais à frente.

Leonardo Marcondes, Bank of America:

Bom dia, pessoal. Obrigado por pegarem minhas perguntas. Queria me desculpar caso eu faça alguma repetida, eu tive problema para me conectar. Bom, tenho duas perguntas do meu lado.

A primeira é em relação a esse novo contrato com a Shell. Vocês poderiam dar um pouco mais de detalhes sobre esse contrato, até quando vai, desconto para o Brent e essa opção de compra antecipada que vocês mencionaram no *release*?

Minha segunda pergunta também era sobre Sergipe-Alagoas. Queria saber se vocês podem nos dar algum *update* em relação a decisões na bacia. Obrigado.

Décio Oddone:

Bom dia. Vou começar com Sergipe-Alagoas, depois passo para a Paula, estou falando muito, para ela esclarecer sobre o contrato da Shell. Continuamos avaliando junto com os sócios, a operadora é Exxon e o outro sócio é a Murphy, os resultados do poço que nós tivemos ano passado e que resultou ser em Sergipe-Alagoas. E não temos ainda nenhuma previsão de alguma atividade nova lá na bacia, mas imaginamos que logo teremos essa análise concluída pelos parceiros.

Paula, contrato Shell é contigo.

Paula Costa:

Obrigada pela pergunta, Leonardo. Falando um pouco do contrato da Shell, esse contrato ficou vigente a partir de janeiro, ele vale para todo o óleo produzido no SPA, então deve ir até meados de 2024. Em relação ao preço, temos variáveis que são confidenciais no contrato, então, esse Delta para o Brent não divulgamos, mas ele tem um preço bem próximo ao Brent, quando considerado o valor no FPSO.

Então, toda a parte de logística para exportação do petróleo esse valor é líquido para nós, já tem um preço próximo ao Brent no FPSO.

Essa possibilidade de antecipação de cargas futuras, eu acho que ela traz mais uma flexibilidade para o capital de giro da Companhia. Então, dentro desse contrato também temos um outro mecanismo, onde podemos antecipar recebíveis de cargas, mesmo cargas não performadas ainda, podemos ter uma antecipação desses recebíveis, e isso acho que no final é um mecanismo importante, principalmente para gestão de capital de giro da Companhia.

Leonardo Marcondes:

Perfeito. Se eu pudesse só fazer um *follow up* na questão de Sergipe-Alagoas. Quando que vocês esperam ter os resultados da conclusão dos estudos desse poço perfurado, que já vimos que foi seco, mas só para poder entender quando que poderemos ver algum novo *news flow* em relação a novas atividades na bacia?

Décio Oddone:

Eu acredito que ao longo do 2S deste ano o conjunto de parceiros vai tomar a decisão sobre os próximos passos na bacia.

Ronaldo Santos (via webcast):

Bom dia, parabéns pelos resultados. No SD vão manter a estratégia utilizada agora no poço 5H de 9 mil por dia? Ou podemos esperar algo em torno de 15 mil como vinha operando?

Décio Oddone:

Nós comentamos que esse sistema de bombeio que temos agora no sistema antecipado tinha sido desenhado lá atrás para durar três anos, e estendemos para mais. E com isso temos que ficar convivendo com essa dificuldade de operação das bombas. E para buscar estender a vida útil das bombas estamos operando agora, planejando operar, depois do retorno da parada programada de manutenção que estamos tendo agora, com uma frequência menor, uma vazão um pouco menor, isso para poupar as bombas atuais.

No sistema definitivo não teremos restrição, o sistema de bombeio é mais robusto e vamos operar os poços na plenitude da capacidade de produção.

Eu agradeço a presença de todos, mais um trimestre que avançamos em direção a 2024 e ao sistema definitivo. Quanto mais avançamos, mais próximo ficamos de ter uma nova Enauta e falamos com vocês de novo na próxima divulgação que vai tratar desse 2T23. Muito obrigado e até lá.

Alessandra Gadelha:

A videoconferência conferência da Enauta está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham um ótimo dia.

“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”