

**Transcrição da teleconferência
Resultados do 3T21
Enauta (ENAT3)
11 de novembro de 2021**

Renata Amarante:

Bom dia a todos. Sejam bem-vindos a vídeoconferência de resultados do terceiro trimestre de 2021 da Enauta. Meu nome é Renata Amarante, sou Gerente de Relações com Investidores e serei a moderadora desse evento.

Antes de dar início à apresentação gostaria de fazer alguns eventos importantes. Esse evento será transmitido ao vivo com tradução simultânea para inglês e a apresentação e estará disponível no site de RI e também aqui na plataforma de webcast.

Ao fim da apresentação daremos início à sessão de perguntas e respostas. Para realizar perguntas por áudio, por favor, escreva seu nome e empresa no campo de Q&A da plataforma, na parte inferior da tela. Caso queiram realizar perguntas por escrito, por favor, escrevam seus questionamentos também no Q&A.

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

Considerações futuras não são garantias de desempenho e 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 gerais, condições do setor e outros fatores operacionais podem afetar os resultados futuros da Enauta e podem conduzir a resultados que diferem materialmente daqueles expressos em tais considerações futuras.

Estão aqui comigo hoje o nosso CEO, Décio Oddone; Carlos Mastrangelo, Diretor de Operações e; Paula Costa, nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores. Gostaria agora de passar a palavra para a Paula que fará a apresentação. Por favor, Paula, pode começar.

Paula Costa:

Bom dia a todos. Muito obrigada por estarem hoje conosco na nossa vídeoconferência para falar sobre o resultado da Enauta. É um prazer estar aqui com vocês para falar sobre o nosso terceiro trimestre bem como os avanços que tivemos nesse período aqui na Companhia.

Eu vou começar reportando alguns avanços que aconteceram nesses últimos três meses e que eu considero relevantes, tendo em vista os quatro principais pilares estratégicos da Companhia. Então, primeiro falando do lado de ESG.

Acho importante mencionar que o Conselho de Administração aprovou um plano de remuneração

variável para os administradores e para o *Management* da Companhia. Esse plano inclui não somente as metas operacionais e financeiras, mas também algumas metas relacionadas ao próprio ESG.

Também nesse período foi aprovada a Política sobre Pessoas e Direitos Humanos da Companhia que incorpora treinamentos para os funcionários próprios, bem como para alguns fornecedores críticos da Companhia.

No da Governança, também é importante dizer que já foram iniciadas as atividades do Comitê de Auditoria Interna. Da mesma forma, para suportar esse Comitê foi criada a Gerência de Auditoria Interna e contratada uma pessoa com experiência nessa área para estruturar a auditoria interna. O que entendemos também que é um passo importante para a Governança da Companhia.

Do lado Ambiental, gostaria de ressaltar como já tínhamos anunciado, que em setembro assinamos um memorando de entendimentos com uma empresa de FPSO, a Yinson, uma empresa malaia. E, esse Memorando de Entendimentos determina que o projeto de engenharia para adaptação do OSX2 vai aplicar todas as tecnologias disponíveis para garantir a menor emissão de carbono.

Além disso, falando do processo de construção, o fato desse ser um FPSO já existente por si só acaba tendo um processo de adaptação mais simples e, portanto, com menor emissão de carbono do que se estivéssemos falando da construção de uma nova unidade.

Passando agora para os nossos ativos, o 3T21 foi a primeira vez que a Enauta contou com 100% de participação no campo de Atlanta. A assunção dos 50% aconteceu no final de junho, então esse é primeiro período em que reportamos os 100% de participação.

Em outubro esse campo atingiu 19 milhões de barris de óleo já produzidos, foi um marco para a Companhia. E seguimos então com as nossas atividades como um sistema definitivo para o qual a decisão é esperada para o 1T22.

É importante dizer que assinamos, como eu comentei, em setembro o memorando de entendimentos com a Yinson e, agora nos preparamos para começar a negociar contratos de afretamento e operação e manutenção dessa unidade.

Esse é um passo importante para a Companhia para que possamos ampliar nossa capacidade de produção de óleo que hoje ainda é limitada dentro do sistema de produção antecipada. Sobre o portfólio exploratório, nós devemos começar a perfurar o primeiro poço exploratório na Bacia de Sergipe-Alagoas nesse último trimestre do ano, no 4T21. Nesse momento, estamos apenas dependendo de licença ambiental para começar a perfuração.

Outro ponto importante dizer que a Companhia continua bastante resiliente para entregar crescimento e continuar buscando oportunidades. Nós fechamos o trimestre com um caixa de R\$ 2,4 bilhões.

Estamos reportando um lucro de R\$ 134 milhões e esse resultado reflete o volume recorde de receita que é derivado tanto da produção, de estarmos reportando em 100% da produção de Atlanta quanto da própria cotação do Brent, que também atingiu valores bastante elevados ao longo do trimestre.

Além do câmbio que se manteve num patamar elevado em relação ao trimestre anterior. Houve essa manutenção, então, quando reportamos a receita em reais o resultado, isso acaba impulsionando bastante os números da Companhia.

Outro avanço importante também que tivemos foi a obtenção da licença de perfuração de Atlanta que agora também inclui os outros poços programados para o sistema definitivo.

Para finalizar esse panorama geral, gostaria de ressaltar que a Companhia continua analisando ativamente, buscando ativamente oportunidades de M&A. E entendemos que o setor passa por um momento favorável para projeção de crescimento.

Além da ampliação do nosso portfólio, também seguimos trabalhando nos nossos ativos, sempre buscando a manutenção de um alto índice de eficiência operacional.

Passando agora para o slide quatro, vemos como esse cenário de mercado impactou positivamente os resultados da Companhia. Como eu comentei, esse foi o momento em que tivemos um aumento acentuado da cotação do Brent e a manutenção da taxa de câmbio em patamar elevado.

Isso fez com que os preços em reais da *commodity* atingissem a sua máxima histórica. Esses fatores culminaram então uma geração de receita recorde para a Enauta nesse período.

Passando para o desempenho operacional no slide cinco, como eu comentei, esse foi o primeiro trimestre que reportamos sem 100% de participação no campo de Atlanta. E, quando comparamos com o mesmo período do ano anterior, tivemos um aumento de 90% na produção também derivado desse um aumento na participação do campo.

A receita evoluiu de forma expressiva na comparação anual e ela está amparada pelo ambiente de mercado favorável que vimos no slide anterior, além do aumento da produção já comentado. Mantemos a nossa expectativa de produção para o campo de Atlanta de 12 mil barris de óleo por dia para 12 mil barris de óleo por dia para 2021.

Passando para o slide seis, podemos ver aqui os nossos custos operacionais no trimestre. Como eu já tinha comentado, a busca constante pela eficiência operacional é um dos pilares estratégicos da Companhia. Esse trimestre quando comparado ao trimestre anterior reportamos um aumento, nesse trimestre estamos reportando US\$ 32 por barril.

Esse aumento é fruto basicamente de dois efeitos. Primeiro, o aumento do custo do diesel e depois um aumento da taxa de afretamento do FPSO que tem uma correlação também com a cotação do Brent. Então, por essa razão tivemos um aumento do nosso custo operacional e, portanto, um impacto no *lifting cost*.

Vou passar agora para o slide sete. Antes de entrar na parte dos resultados financeiros, queria comentar um pouco sobre o campo de Atlanta. Como vocês sabem, o campo de Atlanta é um campo que está em produção desde 2018 dentro do Sistema de Produção Antecipada. Chamamos de produção antecipada como se fosse um projeto piloto. É um projeto com uma capacidade de produção reduzida e que ele é feito para durar um determinado tempo.

Durante esse tempo, a Companhia obtém o máximo de informações possíveis sobre o campo, sobre produtividade dos poços e sobre a fluidez do óleo, para que de posse dessas informações possamos fazer o melhor desenho possível para o sistema definitivo. Porque é no sistema definitivo que temos o grande projeto de Atlanta é quando é feito o investimento mais elevado, um maior número de poços, um FPSO maior e contratos de prazo mais longos.

Para que façamos isso da forma mais eficiente possível, coletamos essas informações desse sistema menor que é o sistema de produção antecipada. Esse sistema, em geral, é um sistema temporário que é feito para durar um determinado período.

No caso de Atlanta, ele acabou se estendendo por mais tempo do que o originalmente previsto. Nós adiamos a decisão de investimento no sistema definitivo e, em função da crise de 2020 e pela pandemia do COVID, em função de troca e das alterações que tivemos dentro do consórcio.

Então, em função de tudo isso, acabamos adiando a decisão de investimento no sistema definitivo. Isso fez com que o Sistema de Produção Antecipada fosse estendido por um prazo adicional. Esse é um sistema que por ele ser um sistema piloto e por ainda estarmos coletando informações sobre o campo, nós acabamos convivendo com algumas limitações inerentes ao próprio sistema.

Então, por exemplo, se lembrarmos que no final do ano passado tivemos uma questão de corrosão nos aquecedores do FPSO que foi inteiramente resolvido em fevereiro e o projeto de Atlanta voltou à produção normal.

Depois disso, tivemos algumas questões relacionadas ao sistema de bombeio e, em algumas bombas foram retiradas do campo e levadas para reparo. Até a bomba que está em reparo deve retornar até o primeiro trimestre do ano que vem, quando de novo é esperada a normalização da produção do campo.

A nossa expectativa é que daqui até que tenhamos de fato a implantação de definitivo, possamos conviver com algumas intercorrências na produção do sistema antecipado justamente pela própria característica em que o projeto foi montado.

Então, a expectativa é que o sistema definitivo, a decisão seja tomada no início do próximo ano. E, nesse caso, ele entraria em operação em meados de 2024. O sistema antecipado vai ser estendido pelo menos até 2023.

Ao longo desse tempo, sem dúvida nenhuma, por ele ser um projeto gerador de caixa para a Companhia, é muito mais interessante e, essa é a nossa decisão, de continuar operando o sistema antecipado, sabendo que vamos ter eventualmente alguns ajustes a serem feitos no sistema para que mantenhamos o nível de produção dentro do esperado.

Para o SD, aí a figura já é diferente. Para o sistema definitivo, as soluções são pensadas para durar em torno de 20 anos de produção. Então, acabamos tendo um projeto muito mais robusto, muito mais resiliente, que é adequado para uma produção de longo prazo.

É importante fazer essa diferenciação e deixar muito claro que tivemos informações valiosas que vieram do sistema de produção antecipada e que serão endereçadas no sistema definitivo para que tenhamos um projeto mais robusto e capaz de operar por um prazo mais longo.

Passando agora para o slide oito, como nós já falamos, esse foi o primeiro trimestre em que reconhecemos a totalidade da participação de Atlanta. Isso impactou positivamente o nosso resultado do trimestre. Se considerarmos esse trimestre, Atlanta respondeu por 80% da receita da Companhia.

Quando comparamos esse trimestre com o mesmo período do ano passado, vemos um aumento de quase 200% na receita e, de mais de 250% no EBITDAX, também comparando com o mesmo período do ano passado.

Basicamente isso é fruto do aumento da produção pelo aumento da participação no campo. Então, aumento do volume de produção da Companhia, aumento da cotação do Brent e, além disso, uma valorização do próprio óleo de Atlanta.

Hoje, esse óleo é vendido a preços muito próximos ao Brent quando consideramos a entrega na plataforma, ou seja, incluindo os custos logísticos. Quando consideramos a entrega na refinaria, ele é um óleo que inclusive tem um prêmio em relação ao Brent pela característica de ser um óleo de baixo enxofre. A maior participação do campo e a forte alta da cotação do Brent está por trás de um aumento de mais de 350% no lucro líquido da companhia.

Bom, nós seguimos então sempre pautados pela nossa resiliência financeira e, acho que é isso que eu vou comentar um pouco no próximo slide. A Companhia terminou o trimestre com um caixa de R\$ 2,4 bilhões. E continuamos com uma forte posição de caixa, uma sólida liquidez para capturar as oportunidades de mercado.

Nesse trimestre fizemos um importante movimento ao longo desse ano de dolarização do caixa. Então, temos mantido uma posição cada vez maior em dólar como forma de manter a capacidade de investimento e a financiabilidade da Companhia a longo prazo. Hoje, aproximadamente 40% do caixa da Companhia está dolarizado.

Falando em termos de compromisso, o nosso CAPEX para 2021 é de US\$ 40 milhões, quase a metade desse valor está relacionado ao campo de Atlanta. E para 2022, um pouco acima de US\$ 105 milhões, dos quais também uma boa parcela, US\$96 milhões, também estão relacionados aos investimentos iniciais do sistema definitivo, sistemas submarinos e a perfuração de novos poços no Campo de Atlanta.

Então, é importante essa mensagem de que temos usado e estamos canalizando os recursos da Companhia e sua grande maioria para ativos em desenvolvimento e produção.

Passando para o slide 10, esse é o último slide. Eu vou fechar aqui dizendo que na nossa opinião os resultados ancoram justamente a nossa capacidade de expandir os negócios e continuar buscando novas oportunidades que reflitam o nosso foco na diversificação do portfólio.

Então, o que nós queremos é aumentar a receita, é diversificar a receita e gerar valor para os acionistas. Nós entendemos que podemos fazer isso como fizemos ao longo dos anos através da valorização das ações ou eventualmente de distribuição de dividendos.

Nós ainda vemos espaço para aprimorar nossa estrutura de capital. Hoje, a Companhia tem uma alavancagem muito baixa, ela carrega uma posição de caixa bastante relevante ao longo dos anos. E entende que tem uma criação de valor grande melhorarmos essa estrutura de capital e

eventualmente acessar o mercado de dívida e colocar esse caixa para trabalhar em novos projetos. Sempre buscando uma entrega de ganhos e de eficiência operacional continuamente.

Bom, antes de passar para a sessão de perguntas e respostas, eu vou passar a palavra ao Décio para algumas considerações finais. Mais uma vez, agradeço muito a participação de vocês, agradeço ao time Enauta pelo resultado do trimestre e espero vê-los em breve.

Décio Oddone:

Bom dia a todos. É um prazer estar com vocês em mais essa divulgação. Antes de passarmos a sessão de perguntas e respostas eu queria complementar a apresentação da Paula com alguns comentários.

Primeiro, que o nosso resultado foi bom, a receita foi recorde. Ficamos felizes por arquivar cedo o resultado, nós sabemos que é importante divulgar o mais cedo possível. Estamos trabalhando nessa direção.

Nós começamos a implantação de um SAP aqui, um sistema de gestão vai ficar pronto no ano que vem e acredito que vamos melhorar bastante esse processo e o nosso reporte vai ser mais organizado.

Desde o último trimestre, a Paula mencionou, nós tivemos problemas com as bombas do sistema antecipado de Atlanta. Ela esclareceu, mas eu queria voltar ao assunto e passar algumas informações para vocês também.

Como foi dito, o sistema antecipado, e isso é natural, ele foi feito e foi pensado para levantar dados sobre o sistema definitivo. Nós capturamos informações muito importantes que nos permitem agora fazer um projeto robusto e confiável no sistema definitivo.

Como ela falou, tinha previsão de ficar três anos em funcionamento. A questão é que ele foi muito bem-sucedido nesse período, tirou as incertezas que tínhamos e ajudou a confirmar uma série de teses que são importantes para viabilizar o definitivo, cumpriu o seu papel.

Só que em função da situação da parceria, do colapso do preço do petróleo no início de 2020, a saída da Barra Energia, vocês acompanharam o processo no ano passado, tudo isso atrasou a tomada de decisão sobre a aprovação do sistema definitivo. Nós decidimos ficar no projeto no final do ano passado e foi a decisão correta.

Nós vemos que é um projeto que cria valor conosco e vai gerar muito mais valor ainda no definitivo. Decidimos manter o projeto antecipado operando porque ele gera valor e gera caixa. Melhor isso do que dar por encerrado porque cumpriu o seu papel do ponto de vista técnico de levantamento de informações.

O fato de ele ter sido pensado para durar menos tem consequências. Essas bombas que estão instaladas no projeto elas têm um tempo médio entre reparos na ordem de dois anos. Não quer dizer que sejam dois anos, mas historicamente, na média eles têm esses prazos. Os backups que construímos pensando nos três anos considerava essa média.

Além disso, a situação do consórcio não era estável. Teve a arbitragem com a Dommo, a Barra Energia tentando vender por questões próprias da sua situação de empresa. Então, essas

incertezas e disputas levaram ao consórcio no passado quando foi aprovado o sistema antecipado, a não ter aprovado a compra de backups além dos que foram contratados. Poderia ter contratado mais *backup* naquela época, mas não teve apoio do consórcio.

Então, eu gostaria de não ter que conviver com esses problemas que convivemos, mas é melhor ter um sistema antecipado funcionando, gerando caixa e gerando produção, do que encerrar, como eu comentei, e ficar simplesmente esperando o sistema definitivo.

Nós vamos continuar operando nessas condições, com risco de ter paralisações pelos motivos que a Paula comentou e que eu estou comentando, mas no sistema definitivo vamos optar por outra solução. Nós vamos ter mais *backups* usando esse mesmo tipo de bomba ou nós optar por um modelo de bomba que dura mais, mas também ter um custo maior. Então, nós vamos fazer essa análise e vamos tomar essa decisão até o início do próximo ano. E não vamos conviver com esse tipo de dificuldade no sistema definitivo.

Outro comentário que eu queria fazer com vocês é com relação ao resultado. Nós tivemos um resultado muito bom, mas também tivemos aumento do *lifting cost* que é o aumento dos custos. Esse resultado foi basicamente influência do aumento do preço do petróleo e do aumento do aumento da eficiência do FPSO do navio que está lá, o Petrojarl.

Não é comum, mas o contrato que nós temos com o Petrojarl tem uma parcela de custo atrelada ao Brent. Então, se o preço do petróleo sobe, a taxa de afretamento de operação do navio também sobe.

Então, tivemos o Brent em alta nesse trimestre, com isso, subiu também o custo do FPSO e também depende da disponibilidade e a disponibilidade aumentou com o reparo dos aquecedores. Vocês vão lembrar que ao longo do último ano, tivemos problemas com os aquecedores, a Paula já comentou.

Nós ficamos trabalhando no reparo desses aquecedores. Isso diminuiu a disponibilidade do navio e com isso baixou a taxa que pagamos. Por isso, nós vemos agora, eu um trimestre em que felizmente o petróleo subiu e a disponibilidade de navio aumentou, tivemos um aumento de custo.

Tivemos também um aumento do custo do diesel que afeta os nossos carros. Isso é bom por um lado porque nos traz aumento de receita, mas tem esse efeito colateral que é o aumento do custo operacional tanto da operação do navio quanto dos barcos de apoio.

Falando em barcos de apoio, estamos trabalhando bastante para reduzir os custos. Já reduzimos os custos de logística com a retirada de um barco caro na ordem de US\$ 3 por barril. Já reduzimos os custos e continuamos trabalhando em medidas que vão reduzir os custos ainda mais.

Outro comentário que eu quero fazer também é com relação ao caixa. Nós passamos a dolarizar o caixa gradualmente porque o nosso negócio é em dólar e isso afeta a rentabilidade do caixa. Quando o dólar sobe é positivo, pode ser negativo quando o Real se valoriza, mas o nosso negócio se dá em dólar, aquisições se dão em dólar, a venda de petróleo se dá em dólar. Então, estamos gradualmente dolarizando o caixa da Enauta.

Por fim, eu queria comentar sobre aquisições. Eu prefiro não falar sobre projetos específicos para não gerar expectativas que podem não se realizar e, como aconteceu não se realizaram. Mas eu

quero afirmar que continuamos focados em diversificar o portfólio da Enauta.

Esse é o principal problema da Companhia. É um portfólio concentrado em Atlanta, especialmente agora que temos um sistema antecipado que está sendo esticado no tempo e um sistema definitivo que ainda não foi aprovado. Então, precisamos diversificar o nosso portfólio e ter outros ativos que gerem caixa.

Nós analisamos projetos, como eu falei, especialmente projetos do processo de desinvestimento da Petrobrás. Fizemos ofertas que acreditávamos que tinham capacidade de gerar valor para os nossos acionistas, mas temos visto que os ativos subiram de valor e tem havido ofertas, no nosso ponto de vista, elevadas.

É preciso comprar para gerar valor. Tem que respeitar a sacrossanta disciplina de capital e não comprar por comprar. Essa é a preocupação da administração da Enauta. Não é ser conservador não. O petróleo está mais de US\$ 80, temos de ter responsabilidade na hora de fazer uma aquisição de porte elevado.

Nós participamos do Polo Carmópolis e do Polo Bahia. Em Carmópolis, fizemos uma oferta sozinhos e não fomos bem-sucedidos. No Polo Bahia, estávamos numa parceria, acabamos decidindo sair do consórcio na hora de fazer a oferta vinculante porque a oferta não nos parecia na faixa que gerasse o valor que considerávamos adequado do nosso ponto de vista.

E participamos de Albacora e Albacora Leste, um processo que foi amplamente discutido pela mídia, especialmente a mídia especializada no setor. Nós fizemos uma oferta, em Albacora Leste fomos extremamente competitivos no limite do que acreditávamos ser uma oferta que gerasse o retorno adequado dos nossos acionistas.

Estávamos preparados para fazer um *follow on* para honrar essa oferta, mas não fomos selecionados para ir em frente. E continuamos ativamente explorando outras oportunidades, sejam de investimento da Petrobrás que estão cada vez mais escassos ou de outras empresas em transações com outras empresas.

Vimos movimentos de empresas grandes se reposicionando e abrindo espaço para companhias do porte da Enauta. Temos e vamos manter a disciplina de capital. Temos um caixa elevado, como a Paula comentou, são R\$ 2,4 bilhões. E temos muito espaço para otimizar a alocação de capital.

Acabei de comentar que temos espaço para dívida, temos espaço para buscar *equity* para suportar uma aquisição ou mais uma aquisição. Então, continuamos ativamente procurando oportunidade para diversificar o portfólio da Enauta. Reconheço que nesse espaço de um ano que estou aqui não conseguimos, mas vamos conseguir em algum momento.

E temos esse objetivo de remunerar o acionista através da valorização do *equity* combinado com a distribuição de dividendos. O dividendo tem sido uma prática da Enauta, pelo menos cumprir a política de dividendos que são por volta de R\$ 0,15 por ação. Se puder mais e houver disponibilidade de caixa para mais nós avaliamos.

O que não estamos conseguindo fazer é essa diversificação de portfólio que é gerar valor para o acionista diversificando o portfólio da Enauta, então esse é o nosso principal foco.

Com isso, encerro aqui as minhas considerações iniciais e coloco todo o nosso time aqui para ficar à disposição de vocês para discutir estes temas e responder perguntas. Muito obrigado.

Luiz Carvalho, UBS:

Obrigado. Bom dia, pessoal. Décio, obrigado pela explicação agora no final, acho que foi bastante claro. Se eu puder só talvez tentar investir um pouco mais nessa questão da diversificação do portfólio.

Se você puder talvez comentar de dois ângulos. Do ponto de vista de competitividade das propostas que a Enauta fez, onde eventualmente você acha que talvez vocês ficaram um pouco atrás? Foi uma questão de custo da empresa, uma questão de percepção de preço de petróleo futuro?

Sei que você não pode comentar obviamente sobre as outras companhias, mas você acha que as outras companhias foram agressivas do ponto de vista técnico? De repente, trocar um FPSO, perfuração em número de poços.

Eventualmente, onde você acha que talvez a Enauta tenha sido um pouco mais conservadora? Não sei se é essa a palavra, se é o *approach* correto, mas eu queria tentar pegar um pouco dessa cor.

Segundo, no lado ainda do portfólio, se você puder comentar um pouco que tipo de ativo vocês estariam procurando. Até onde eu entendo, acho que o foco estaria muito mais em ativos já em desenvolvimento ou em produção e não em ativos exploratórios. Só para reforçar esse ponto.

Talvez para o Mastrangelo, no lado de Atlanta, quais são os principais desafios hoje para colocar, de fato, pelo menos se olharmos nos próximos 12 meses, o que poderíamos acompanhar para talvez ter uma visibilidade boa do desenvolvimento do projeto definitivo? Obrigado.

Décio Oddone:

Obrigado, Luiz. É sempre um prazer falar contigo. Não é de hoje, não é da época que estou na Enauta, vem de antes esse prazer de conversar contigo. Você sabe disto, mas vamos lá.

Sendo absolutamente direto, exploração não está no radar da Enauta. A Enauta não vai mais adquirir ativos exploratórios. A Enauta vai avaliar com extremo cuidado o portfólio exploratório que tem e vai tratar com absoluta responsabilidade o uso do caixa em ativos exploratórios.

Nós não vamos torrar o caixa perfurando poços exploratório em áreas de fronteira. Agora nós temos um portfólio exploratório robusto e interessante, com capacidade de gerar valor e nós vamos administrar o portfólio de maneira responsável.

Então, estamos agora a ponto de iniciar uma perfuração em Sergipe-Alagoas, a grande fronteira aberta a mais importante do Brasil fora da região do pré-sal. Então, estamos apenas aguardando que o operador termine as operações aqui na Bacia de Santos, no poço que está perfurando no pré-sal e tenha a licença ambiental e possa mover a sonda e começar a perfurar lá em Sergipe-Alagoas, o que esperamos que aconteça rapidamente.

E, temos ativos na margem equatorial que estamos avaliando o que fazer com esses ativos. Não tem nenhuma perfuração no horizonte visível nessas áreas fora de Sergipe-Alagoas. Estamos avaliando o que fazer com os outros ativos que compõem o portfólio exploratório da Companhia.

Então, o foco da Enauta não é exploração, já foi e não é mais. O nosso foco agora é usar a capacidade de caixa que temos, usar a capacidade de endividamento que temos, usar a capacidade de levantamento de capital, de *equity* sem limitações para buscar aquisições.

Tanto que fizemos uma oferta elevada por Albacora e Albacora Leste que implicitamente trazia a necessidade de um *follow on*. Onde nós podemos ter sido mal-sucedidos? Nós fomos mal-sucedidos no sentido de não ter logrado a aquisição, mas talvez tenhamos sido bem-sucedido ao não entrar num projeto que não tenha capacidade de gerar o retorno programado.

Quando fazemos uma avaliação e, todos aqui presentes sabem melhor do que eu porque está cheio de analista aqui, em avaliação, *garbage in garbage out*. Então, você detém o resultado das premissas que você coloca. Você pode ser conservador ou agressivo nas premissas, sejam elas de preço ou de custo. Mas um dia a conta chega, seja para comemorar ou seja para lamentar.

O que eu acho é que a tradição da Enauta como uma Companhia do setor de muitos anos de trajetória, nos leva a buscar oportunidades em que efetivamente temos um razoável grau de segurança de que nós vamos entregar o que nós prometemos para os nossos acionistas. De que aquela geração de valor estimada no momento da oferta vai ser cumprida porque não temos expectativa de que não seja assim.

A nossa história é uma história de entrega e queremos continuar entregando. Então, quando você faz uma oferta por um ativo que está sendo disputado no mercado, como esse que comentamos, nós levamos em consideração a curva de petróleo futura.

Acho que não tem muito mistério aí, mas depende do grau de agressividade que se adota no preço futuro de petróleo a oferta pode ser completamente diferente entre uma visão e outra. E você tem questões relacionadas às operações, a capacidade de produção daquele ativo e a capacidade de você fazer aquela operação de forma mais eficiente.

Não tenho nenhuma dúvida que as premissas operacionais da Enauta tanto de capacidade de produção quanto de operação são adequadas. Uma Companhia com a tradição operacional que nós temos sabe o que está fazendo.

Então, nós fizemos as nossas ofertas dentro do limite daquilo que acreditávamos que era razoável fazer sem gerar expectativas do que acreditamos que pode não chegar a cumprir. O que a Enauta busca é fazer uma aquisição, gerar valor para o acionista e poder estar aqui daqui a três, quatro ou cinco anos celebrando aquela aquisição e não justificando porque não está entregando o que prometeu.

Com isso eu completo a minha resposta e passo ao Mastrangelo para ele falar sobre a Atlanta.

Carlos Mastrangelo:

Ok. Obrigado, Décio.

Luiz, obrigado pela pergunta. Bom, para o futuro, os desafios que nós estamos vivendo é a conclusão desse processo da licitação. A estratégia que nós adotamos foi muito boa em função de termos dividido em duas fases.

Aquela primeira fase em que antes de encaminhar para o mercado exatamente o que nós íamos pedir na licitação, nós encaminhamos para o mercado os comentários para uma proposta de prazos razoáveis para implementação do sistema definitivo.

Então, com o *feedback* deles, das empresas que participariam do processo de contratação para a conversão do FPSO, nós recebemos e chegamos mais próximo do final. Fizemos um acordo de entendimentos com a Yinson. Estamos vendo o seguinte, o prazo que nós consideramos adequado, é mais do que adequado, está até com uma certa folga para o início do primeiro óleo em meados de 2024.

Então, nós estamos agora entrando numa fase em que nós estamos recebendo as propostas não só do FPSO, mas também do sistema do Submarino, da parte de barcos e instalação. Vamos consolidar todas elas para considerar a consistência e para levar o projeto para sanção no 1T22.

Então, o desafio é fechar conectando todos os contratos, sincronizado eles para poder iniciar o sistema definitivo. Eu acho que tanto a Paula quanto o Décio mencionaram sobre a necessidade de termos um sistema mais robusto de bombeio submarino, ou seja, com *backup*.

Uma das lições que nós aprendemos com o sistema antecipado. Estamos agora avaliando as propostas a forma melhor de considerar essa necessidade de maior robustez no sistema de bombeio para um sistema definitivo. Depois disso, os desafios vão mudando de fase. Vamos passando para a construção. Então, essa é a nossa visão para o sistema definitivo.

Luiz Carvalho:

Está certo. Obrigado, Décio e Mastrangelo. Foi um prazer falar com você.

Guilherme Levy, Morgan Stanley:

Bom dia. Obrigado por pegarem as minhas perguntas. Eu acho que a primeira é mais relacionada ao custo de Atlanta. Eu só queria pegar a visão de vocês de como que eu devo pensar o OPEX diário para o próximo trimestre e talvez para o ano que vem com base nesses 420 mil por dia que fez no 3T21, considerando ainda o preço de petróleo ainda subindo, o que afeta tanto o arrendamento como os custos do diesel desse projeto.

E a segunda pergunta é um pouco relacionada a isso, mas no contexto da tomada de preços do sistema definitivo. Vocês já têm algum intervalo indicativo de quanto poderia ser o OPEX durante o sistema definitivo de Atlanta?

E uma terceira se eu puder. Com relação ao processo de dolarização do caixa da Companhia, esse nível agora de 40% do caixa denominado em dólares é onde vocês gostariam de estar ou podemos esperar um aumento dessa porcentagem nos próximos meses?

Décio Oddone:

Obrigado, Guilherme. Vou passar para o Mastrangelo falar sobre Atlanta e a Paula complementa sobre a dolarização do caixa e eu tenho uma folguinha aqui.

Carlos Mastrangelo:

Vou começar aqui. Nós abordamos aqui o custo operacional. Como ele é uma unidade afretada e a forma como é feito o contrato de afretamento é influenciado pelo preço do barril de petróleo. Se considerarmos que nós vamos ter pela frente uma estimativa do Brent nesse nível provavelmente deve se manter nesse quesito do *leasing* do FPSO.

Uma coisa que influenciou bastante no trimestre passado para esse foi a maior continuidade operacional. Não sei se vocês lembram, tanto no primeiro quanto no segundo trimestre houve mais perda de capacidade, da disponibilidade do FPSO. Com isso, impacta a taxa diária, é um contrato de performance.

Como a partir do terceiro trimestre foi reparando aquela adaptação dos permutadores para condizer com a produção de água maior, a disponibilidade de produção do FPSO ficou maior. O que é bom de um lado porque é o que esperamos, que tenha maior disponibilidade.

Os custos de logística reduziram bastante, mas foram compensados com o aumento do preço do diesel que impacta tanto o custo marítimo quanto a operação do FPSO porque tem uma parcela de diesel e até um pouco no sistema submarino.

Então, se estimarmos que os preços de diesel e a disponibilidade do FPSO vão se manter a alta nesse período, é de se esperar que se mantenha o custo operacional. O que por um lado é bom porque você tem um aumento da receita em proporção muito maior.

Eu acho que teve mais uma pergunta, mas se você quiser passar para a Paula para falar sobre a dolarização.

Paula Costa:

Falando um pouco sobre o caixa, a dolarização no caixa foi um movimento que nós começamos no 2T21 mais ou menos e acho que ela está bem em linha com a estratégia da Companhia. Nós temos uma posição relevante de caixa que já carregamos há algum tempo.

O nosso setor tem uma dinâmica bastante dolarizada. E dado que a nossa intenção é usar esse recurso majoritariamente para compra de novos ativos e esses ativos são denominados em dólares, tem um preço em dólar, faz todo sentido que caminhemos nessa direção para manter a capacidade de financiamento, a capacidade de investimento da Companhia.

Então, como o Décio colocou, acho que é algo que já tínhamos no radar. Não vamos fazer isso de uma vez só, a ideia é que façamos esse movimento ao longo do tempo, mas que consigamos proteger essa capacidade, principalmente de expansão de portfólio e de compra de ativos.

O próprio desenvolvimento de Atlanta é também um CAPEX que vai ser dolarizado. Nós já temos há quatro anos uma política de gestão de risco de mercado que incorpora tanto a parte cambial quanto a parte da *commodity*, o preço do petróleo. Normalmente, temos uma régua onde quanto mais próximo estiver desse investimento temos um percentual de *hedge* maior do que para os

investimentos que estejam mais distantes.

Então, eu acho que essa mudança de estratégia e a clareza de que esse caixa majoritariamente vai ser utilizado para a aquisição de novos ativos ou o desenvolvimento do campo de Atlanta fez com que continuássemos caminhando nessa direção. Eu acho que a longo prazo podemos ver sim percentuais maiores do caixa dolarizados.

Décio Oddone:

Obrigado Paula. O Mastrangelo vai agora complementar a resposta do Guilherme falando do OPEX no tema definitivo.

Carlos Mastrangelo:

Guilherme, nós estamos exatamente agora na fase de conclusão das negociações e recebendo as propostas. Então, não podemos passar a nossa expectativa agora, mas a nossa expectativa é maximizar o uso do gás e limitar o uso do diesel durante o definitivo para ter um projeto que seja mais resiliente ao custo operacional e que permita produzir por mais tempo e não tenha um custo operacional mais alto no final da vida do campo.

Eu prefiro me abster enquanto estamos terminando as nossas negociações da licitação.

Guilherme Levy:

Está perfeito. Muito obrigado. Se eu pudesse fazer uma última rapidinha aqui. No release vocês comentaram a antecipação de mais um poço com início previsto para 2022. Então, eu só queria confirmar que esse é o quarto poço mesmo ou se de repente teria a chance da empresa fazer um quinto poço no campo no ano que vem.

Décio Oddone:

É o quarto poço mesmo.

Guilherme Levy:

Está bom. Obrigado.

Leonardo Marcondes, Itaú:

Fala pessoal. Tudo bem? Bom dia. Obrigado por pegarem as minhas perguntas. Dois pontos aqui do meu lado. No *release* vocês mencionaram que esperam perfurar o primeiro poço em Sergipe-Alagoas nesse trimestre ainda, mas ainda dependem de licenciamento ambiental.

Então, queria saber se tem algum risco de atraso desse licenciamento ambiental ou se está tudo conforme o planejado em termos de *timeline* dessa perfuração? E também quando vocês imaginam que vocês poderão compartilhar conosco os resultados dessa perfuração, caso seja bem-sucedida? Só para termos noção do *news flow* em relação a Sergipe-Alagoas.

A minha segunda pergunta é com relação à ampliação de capacidade de tratamento de água da

Petrojarl. Com a primeira fase concluída, qual é a capacidade de produção esperada da plataforma dada a atual produção de água no campo? Quando vocês imaginam que vão terminar a segunda fase? Qual é a expectativa da capacidade de produção depois de ter concluído a segunda fase. Obrigado.

Décio Oddone:

Obrigado, Leonardo. Primeiro, vou responder aqui sobre Sergipe-Alagoas. Depois passo ao Mastrangelo para ele falar de Petrojarl. Você sabe que o operador em Sergipe-Alagoas é a Exxon. É um consórcio em que a Exxon tem 50%, a Murphy tem 20% e a Enauta tem 30%.

Nós temos um carregamento nesse primeiro poço. Quem conduz as operações é a Exxon, nós sócios. A informação que nós temos é que estão concluindo uma perfuração no pré-sal na Bacia de Santos. Depois quando tiver todos os trâmites necessários para poder mobilizar a sonda para Sergipe-Alagoas para perfurar.

Dentro desses trâmites está a obtenção da licença ambiental definitiva. O que estamos esperando é que esse processo vai acontecer dentro desses próximos dois meses e que possamos ter o início da perfuração nesse trimestre, que é o programado.

O resultado de uma operação dessa demora dois ou três meses que é o tempo esperado de duração para esse poço. Agora eu passo ao Mastrangelo para comentar sobre o tratamento de água da FPSO.

Carlos Mastrangelo:

Nós passamos para 8.500 já foi feita essa ampliação. Essas atividades no mar, ainda mais nessa época de pandemia com as restrições de embarque, tem um cronograma em que tentamos colocar uma folga. Às vezes tem uma surpresa um pouquinho para lá ou para cá, mas a segunda fase está prevista hoje para outubro do ano que vem, ampliando bastante de 8,500 mil para 20 mil.

A capacidade que nós chegaremos no ano que vem, a capacidade de tratamento de água. Para que essa capacidade de tratamento de água aumentada? Para poder liberar a produção do óleo para o máximo que a curva possa fornecer com os três poços que nós temos hoje no campo de Atlanta no sistema está antecipado.

Esse cronograma, vamos ter mais precisão daqui a mais algum tempo. Estamos ainda fechando, depende de programação de atividades no mar, mas a princípio é em outubro do ano que vem ampliando a capacidade de tratamento de água.

Só para te dar uma ideia no definitivo é para mais de 140 mil. Então, é para produzir o que puder sem restrição final da vida do campo. Mas essa é a nossa previsão. Não sei se respondi essa dúvida sua.

Leonardo Marcondes:

Está bem claro. Obrigado.

Cristian Audi, Santander:

Obrigado, primeiramente pelos seus comentários iniciais, principalmente com relação a esse processo M&A porque isso nos ajuda muito a entender a cabeça da Companhia e tudo que vocês estão fazendo. Então, obrigado pela transparência.

Eu queria focar nesse tópico. Dado essas tentativas que vocês fizeram, como é que vocês se sentem agora com relação a novas oportunidades? Você está sentindo que o mercado que está ficando mais quente? Há mais oportunidades aparecendo ou menos oportunidades é mais ou menos a mesma dinâmica?

Então, se você puder dar uma leitura de como é que você vê o mercado de oportunidades mudando conforme entramos no ano de 2022 que vai ser um ano mais complicado com eleições e etc.

E segundo, Albacora e Albacora Leste estão seguindo com seus competidores. Mas isso realmente significa que essa oportunidade realmente acabou ou não necessariamente? É um processo que a Petrobrás agora está negociando com outra companhia, mas existe ainda um potencial espaço de vocês terem interesse? Ou não, é uma porta fechada e seguimos em frente? Obrigado.

Carlos Mastrangelo:

Obrigado. Primeiramente, no conceitual antes de falarmos sobre a Enauta em particular. O que nós vivemos aqui no Brasil, eu gosto bastante de lembrar isso, foi em um primeiro momento por volta de 2008, 2010 ou 2011, uma primeira onda de abertura resultado dos leilões da ANP e da descoberta do pré-sal que geraram as primeiras empresas nacionais de exploração e produção de um porte maior. Um caso típico foi a OGX, depois a HRT e a Queiroz Galvão na época, depois a Enauta, foi a última delas a fazer o IPO em 2011.

Naquela ocasião o que havia de oportunidade e o que o mercado buscava, foi antes do shale mostrar sua cara, foi antes da transição energética acelerar, foi antes da transição, foi antes da Petrobrás começar a vender ativos.

A alternativa que existia naquele momento para as empresas era exploração, e exploração em água profunda porque era a nova fronteira e onde estavam os potenciais reservatórios que iriam produzir petróleo a mais de US\$ 100 o barril, que era o preço que tínhamos naquela época.

A Enauta foi bem-sucedida porque tendo essa estratégia foi a única delas que sobreviveu na forma original, tendo disciplina de capital e não gastou todo o dinheiro que levantou no IPO e hoje em dia temos capacidade de investimento.

Esse mundo mudou, mudou especialmente aqui no Brasil com o desinvestimento da Petrobrás que abriu oportunidade para que novas empresas investissem no setor de exploração e produção com um portfólio não focado em exploração. Exploração não é para companhias de pequeno porte e médio porte. Exploração é um jogo, especialmente em água profunda em províncias como o pré-sal, por exemplo, em que os custos são elevados, para grandes *players*.

Esse pessoal dedica uma parcela diminuta do EBITDA para a exploração e tem uma sólida

geração de caixa. Para quem quer fazer exploração precisa ter uma sólida geração de caixa. A Enauta não tem uma sólida geração de caixa, então não pode fazer exploração em águas profundas em larga.

Daí a mudança de direcionamento estratégico que eu dei quando eu cheguei na Companhia e aproveitar as oportunidades existentes. Pelo interesse das grandes empresas, não só a Petrobrás, mas outras de desinvestir de ativos mais maduros e focar algumas em ativos de transição energética, reduzindo a exposição ao gás e selecionando os ativos de óleo e gás que vão permanecer e, outros até fazendo esse processo de forma muito mais intensiva.

A Petrobrás então colocou uma série de oportunidades no mercado e o sucesso de empresas que fizeram essas aquisições no momento inicial aumentou o interesse por esses ativos. E olhamos e vemos que a competição foi basicamente a competição dentro do Brasil. Pouco interesse de fora.

Teve um Grupo irrelevante que fez que fez proposta para ativos grandes de fora, mas o que nós vimos foram empreendedores nacionais, alguns com capital privado de fora, mas iniciativa local e empresas que já estavam estabelecidas aqui no Brasil se beneficiando desse processo.

Especialmente ao longo desse último ano em que as oportunidades da Petrobras foram escasseando e também foram crescendo de dimensão. A Petrobras colocou à venda ativos maiores ou agregou os ativos em *clusters*, como o Carmópolis, por exemplo, que nós participamos ou o Polo Bahia ou o Albacora e o Albacora Leste.

À medida que esse processo foi crescendo e as companhias que estavam participando desse processo foram tendo sucesso o interesse foi aumentando. Simultaneamente, nós vimos um aumento muito rápido do preço do petróleo. Estávamos no ano passado nos níveis muito mais baixos em US\$ 40 ou US\$ 50, hoje estamos no patamar de US\$ 80.

Então, isso aumenta o preço dos ativos. Muitos desses atores que estão entrando são novas empresas financiadas por capital privado que têm tempo de saída desses ativos. Então, a Enauta não é conservadora, pelo contrário, a Enauta fez propostas arrojadas por esses ativos.

Só que não gostaria de estar aqui por muito tempo. Quem investir em ações da Enauta vai investir numa companhia de exploração e produção de petróleo gás com um portfólio no setor de exploração equilibrado entre a cadeia de exploração e produção, sólida geração de caixa, que é o que nos falta, por isso vamos focar na compra de ativos, oportunidade de crescimento no curto e médio prazo de produção como é Atlanta que pode produzir 50 mil até talvez um pouco mais barris por dia em 2024.

Nenhuma empresa aqui no Brasil tem uma oportunidade como essa. E com algum potencial de geração de valor em exploração, como por exemplo com Sergipe-Alagoas. O petróleo que um dia virá maduro tem que ser descoberto. Então, a exploração está na origem da geração de valor da cadeia de exploração e produção. Ela só não pode estar de forma equilibrada no portfólio de uma empresa de pequeno médio porte.

Então, é isso que direciona o nosso planejamento. E a nossa visão é sermos essa Companhia no mercado brasileiro. Quando voltamos para 2010 e 2011, naquele momento o mercado só enxergava valor de exploração. Tanto é assim que inicialmente as companhias que apostaram

em exploração, inclusive a Queiroz Galvão naquela época, foram bem-sucedidas nos seus IPOs e foram reconhecidas pelo mercado.

Hoje, o que nós vemos é que a frustração que aconteceu naquele momento com o colapso da OGX especialmente e tudo o que se seguiu no mercado e o reposicionamento das médias, hoje para as companhias independentes operando aqui no Brasil de capital nacional, o que o mercado está reconhecendo é a operação de campos maduros.

Eu reconheço também o que era para a Enauta. Tem *low hanging fruits*, tem geração de valor, tem capacidade de aumentar o fator de operação e tirar mais petróleo desses reservatórios. O petróleo já descoberto tende a ser o petróleo mais barato. Tem muita oportunidade para extrair petróleo a custo mais baixos do que das grandes companhias. E uma empresa como a Enauta está plenamente preparada para isso.

Em Atlanta, nós conseguimos fazer coisas que as *majors* não fizeram. A perfuração em Atlanta foi bem-sucedida. O SPA de Atlanta foi bem-sucedido. Então, nós temos *track records*. E queremos colocar essa proposta de valor que é a proposta de valor integrada na exploração e produção, geração de caixa sólida, desenvolvimento de Atlanta para aumentar significativamente a produção e algum sucesso no exploratório.

Espero que seja em Sergipe, logo na primeira das perfurações. Com isso, criamos uma avenida de geração de valor que hoje não existe no mercado brasileiro. As companhias que estão mais bem-sucedidas hoje estão absolutamente focadas no oposto do que era a OGX que é a operação de campos maduros, aquisição de ativos já produzindo em fase de quase entrada em produção.

Então, essa é a visão que nós temos e é isso que determina os nossos passos. Se você tem essa visão e se você tem uma visão de longo prazo de entregar o valor que você está prometendo para o acionista, a aquisição tem que ser feita num valor adequado.

Eu brinco que a sacrossanta disciplina de capital tem que ser respeitada. E a Enauta poderia ter comprado um desses ativos? Poderia, era só ter aumentado muito a oferta ou aumentado a oferta. Nós fomos no limite do que achávamos razoável para a geração de valor que buscamos trazer para o acionista.

É isso que vamos continuar aplicando nas outras oportunidades que virão. Tem ainda algumas oportunidades remanescentes da Petrobrás. Você perguntou se o processo de Albacora Leste ou os outros processos que a Petrobrás está conduzindo está terminado. Não está terminado. O processo da Petrobras é um processo longo, cheio de etapas. Nós vimos em Albacora e Albacora Leste.

O mercado especula e não sou eu que estou dizendo, e não sei se é verdade ou não, mas especula tem notícia nesse sentido, de que nós teríamos feito a melhor oferta em Albacora Leste na fase inicial de licitação.

A Petrobrás chamou para um *re-bid*, avisou essa informação pública. Eu não gosto de comentar este assunto, mas estou colocando algo que é público. Nos chamou para um *re-bid* e aparentemente esse *re-bid* seria a última fase do processo. Nós perdemos nesse *re-bid* porque a concorrência foi mais agressiva. Já expliquei aqui as motivações.



Já assinaram o contrato? Não. Então, a Petrobrás ainda precisa passar pela fase de negociação do contrato para chegar no *signing*. Segundo as regras da Petrobrás, se esse contrato for modificado significativamente, e já vimos casos em que isso aconteceu, esse processo volta para um final *bid*. Isso pode acontecer. Depois disso ainda tem toda a fase de negociação até chegar ao *closing*.

Então, esses processos da Petrobrás são processos muito longos. O que eu acredito que vamos ver agora mais para frente e sempre falei isso é a aceleração do processo de consolidação da indústria.

Tem várias empresas comparativas da Petrobrás e isso vem acontecendo há algum tempo já, há dois três anos pelo menos. Nós temos novos entrantes agora e muitos deles também com investidores que buscam uma saída, seja através de uma venda, seja através de um IPO ou de um *reverse IPO*. Então, esse processo de consolidação vai se acelerar, eu acredito, a partir de agora e a Enauta é um ator que está atento a isso.

Cristian Audi:

Ótimo, muito obrigado. Décio, Paula e Carlos. Muito obrigado.

Renata Amarante:

A sessão de perguntas e respostas está encerrada. As demais perguntas que recebemos elas serão respondidas por e-mail. Gostaria de passar a palavra ao Décio agora para as considerações finais.

Décio Oddone:

Obrigado a todos. Acho que foi uma divulgação em que tivemos oportunidade de conversar bastante sobre o que aconteceu. Também já estou aqui há um ano e já consigo ter um maior domínio dos assuntos da Companhia, dos planos e do que queremos fazer.

Foi um período rico em oportunidades. Como ressaltou, avançamos, estamos agora em 100% de Atlanta. Estamos focados em aprovar o projeto definitivo que vai dar uma clareza muito grande para todos nós, uma expectativa de geração de valor da Companhia a partir da implantação do sistema definitivo.

Queremos mais. Querendo comprar ativos e participar desse projeto de consolidação no mercado brasileiro e construir independente operando no Brasil com o portfólio mais preparado para gerar valor para o acionista ao longo de toda a cadeia da exploração e produção.

Esse é o nosso propósito e vamos chegar lá. Muito obrigado a todos pela atenção ao longo dessa última hora e pouco aqui. Muito obrigado.

Renata Amarante:

A videoconferência da Enauta está encerrada. Agradecemos a participação de todos vocês e tenham um excelente 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”