

Operador: Bom dia e obrigado por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **Enauta** para discussão dos resultados referentes ao **quarto trimestre e ano de 2018**.

Estão presentes hoje conosco o **Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia**, a **Sra. Paula Costa Côrte-Real, Diretora Financeira e de Relações com Investidores**, e o **Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção**.

Informamos que esse evento está sendo gravado e que todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da Companhia. Em seguida, iniciaremos a sessão de perguntas e respostas, quando instruções adicionais serão fornecidas. Caso algum dos senhores necessite de assistência durante a conferência, queiram, por favor, solicitar a ajuda de um operador digitando *0.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas de negócios da **Enauta**, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em crenças e premissas 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 o desempenho futuro da **Enauta** e podem conduzir a resultados que diferem, materialmente, daqueles expressos em tais considerações futuras.

Agora, gostaríamos de passar a palavra para o **CEO** da Companhia, o **Sr. Lincoln Rumenos Guardado**, que dará início à apresentação. Por favor, **Sr. Lincoln**, pode prosseguir.

Sr. Lincoln Guardado: Bom dia a todos e obrigado por estarem conosco na teleconferência de resultados do quarto trimestre e do ano de 2018, está recheada de novidades e boas notícias para todos nós.

Como vocês tiveram a oportunidade de saber através do comunicado divulgado ontem, a QGEP agora é Enauta. Vou começar dando um pouco mais de contexto sobre a proposta de mudança do nosso nome para Enauta, que vocês podem ver no slide número dois.

Esta mudança surgiu após um processo pelo qual passamos aqui na Companhia onde nos comprometemos a avaliar nossas forças competitivas e a entender como nossa companhia era vista tanto interna quanto externamente.

Nosso objetivo era avaliar a melhor forma de garantir que nossa empresa esteja em uma trajetória de crescimento contínuo para os próximos anos e implementar uma marca que facilite a comunicação e reflita a nossa eficiência e ousadia na identificação de novas oportunidades, que têm sido uma marca na nossa trajetória.

Levamos em consideração a nossa história como uma das primeiras empresas a ingressar no setor de óleo e gás no Brasil e avançando rapidamente até hoje, quando somos uma das

únicas empresas independentes que operam na área prêmio do pré-sal e em vários blocos de águas profundas e no *offshore* brasileiro.

Além disso, consideramos os investimentos significativos que realizamos nestes últimos 20 anos, utilizando tecnologia de ponta para apoiar a segurança das nossas operações, bem como o levantamento de tratamento de dados ambientais críticos para garantir o equilíbrio ecológico de nossos recursos naturais como uma ação que garante o crescimento responsável.

Olhando para as nossas forças, o valor destes investimentos e o nosso posicionamento como uma operadora independente, optamos por seguir em frente com um novo nome, Enauta, que reflete a nossa crescente capacidade de identificar, localizar e desenvolver fontes de energia para suprir as necessidades de nossos investidores e também da sociedade.

Vamos agora avançar para o slide três com os principais destaques do nosso desempenho em 2018, sendo o primeiro deles o que efetivamente executamos apoiados na estratégia que definimos em meados do ano de 2017. Focamos em ativos que representam perfis de risco moderados e oportunidades de médio e longo prazo, gerenciamos nossas necessidades de Capex e mantivemos um balanço sólido e retornamos capital aos nossos acionistas, quando apropriado, mantendo, ao mesmo tempo, a flexibilidade financeira para suportar nossos investimentos e agregar ativos ao nosso portfólio.

Mantendo a mesma base de comparação, ou seja, excluindo os impactos não recorrentes que beneficiaram os resultados de 2018 e também o de 2017, este foi outro ano marcante para a nossa companhia e que estabeleceu as bases para o crescimento de nossa produção nos próximos períodos.

A receita e o lucro líquido recorde refletem os dois ativos produtores por um período de oito meses em 2018, já que o primeiro óleo de Atlanta iniciou produção no dia 2 de maio de 2018. Finalizamos a aquisição dos dados sísmicos para o nosso principal ativo exploratório, a bacia de Sergipe-Alagoas, e os dados iniciais já foram entregues ao consórcio no início de 2019, dentro do cronograma combinado e estabelecido por nossos parceiros ExxonMobil e Murphy Oil.

Nos últimos meses de 2018, divulgamos a decisão favorável que recebemos do Tribunal Arbitral com relação ao Bloco BS-4, onde se localiza o Campo de Atlanta, com o aumento da nossa participação de 30 para 50%.

E, finalmente, nosso sólido desempenho financeiro e perspectivas futuras de incremento na nossa receita nos permite recomendar novamente o pagamento de um dividendo total no valor de R\$500 milhões a ser distribuído aos nossos acionistas após a aprovação em nossa Assembleia Geral em 18 de abril deste ano.

Vamos agora olhar em mais detalhe para os resultados do quarto trimestre, que está representado no slide número quatro. Registramos lucro líquido recorde no quarto trimestre ao excluirmos os itens não recorrentes graças ao aumento de 34% na produção, ao seja, 1,85 milhões de barris de óleo equivalente. A contribuição financeira do Campo de Atlanta mais do que compensou a menor produção do Campo de Manati, que se manteve

relativamente estável mesmo com base no declínio natural apresentado para o campo cujo limite econômico está previsto para ocorrer entre os anos de 2024 e 2025.

No final do ano, recebemos novos relatórios independentes de certificação de reserva feita pela Gaffney & Cline, que confirmaram o total de reservas 2P líquida para a companhia no valor de 130 milhões de barris de óleo equivalente, um aumento de 64% em relação ao ano anterior. Este aumento representa a adição do Campo de Atlanta, onde, como já dissemos, os reservatórios responderam muito bem, mas a produção ainda é limitada pelo mau funcionamento das bombas dos poços, situação essa que será resolvida nos próximos meses.

Vou passar agora a palavra para a Paula Costa, nossa Diretora Financeira, que vai falar em mais detalhes sobre o nosso desempenho financeiro. Paula.

Sra. Paula Costa Côrte-Real: Obrigada, Lincoln, e bom dia todos.

2018 foi realmente um ano de progresso significativo em relação às nossas iniciativas estratégicas, que fortaleceram nosso modelo de negócio e posicionaram a empresa para o crescimento futuro. Estamos muito satisfeitos com o nosso desempenho tanto no trimestre como no ano. Tivemos um sólido crescimento tanto de receita como de EBITDAX e lucro líquido.

Nesta minha apresentação, vou analisar os nossos resultados financeiros e do trimestre do ano, vou atualizar a situação do nosso balanço patrimonial, do nosso fluxo de caixa e do Capex, depois volto a palavra para o Lincoln, que vai falar um pouco mais sobre os destaques operacionais e as perspectivas de negócio.

Vamos, então, para o slide cinco. Graças a uma demanda bastante estável pelo nosso gás de Manati juntamente com o trimestre completo de produção no Campo de Atlanta, a produção total do trimestre foi de 1,8 milhões de barris de óleo equivalente. O Campo de Atlanta representou aproximadamente um terço de nossa produção total no trimestre.

Falando em mais detalhe de cada campo, Manati registrou uma média diária de produção de 4,8 milhões m³/dia no quarto trimestre de 2018 em comparação com 5,6 milhões m³/dia no quarto trimestre de 2017. Em ambos os períodos, a falta de chuvas criou uma demanda maior por termelétricas a gás, mas já no quarto trimestre deste ano passamos a enxergar o efeito do esgotamento do campo.

Para o ano de 2018, a produção média foi de 4,9 milhões m³, nível semelhante ao de 2017 e em linha com as nossas projeções anteriores. Mas, para 2019, prevemos uma produção média de 4,1 milhões m³/dia, na parte inferior do intervalo de projeção já divulgado.

Falando agora de Atlanta, lembramos que o primeiro óleo ocorreu em maio do ano passado e que agora já temos dois trimestres completos de produção. Durante o quarto trimestre, a produção média foi de 12,4 mil barris de óleo/dia comparada a 12,9 mil barris de óleo/dia no terceiro trimestre de 2018. A ligeira redução em relação ao trimestre anterior reflete tendências normais de queda e esperamos continuar vendo esta tendência até que as bombas sejam reparadas. A produção média de Atlanta para os oito meses de 2018 foi de 12 mil barris de óleo/dia, incluindo a fase de estabilização.

Vale lembrar aqui que o montante líquido para nós, já refletindo o resultado, foi de 50%, superior aos 30% anteriores já contemplando a decisão arbitral para a expulsão da Dommo Energia do consórcio.

No próximo slide, vocês podem ver que nós aceleramos o crescimento de nossa receita com um bom equilíbrio entre Manati e Atlanta. A receita do trimestre, de quase R\$300 milhões, mais que dobrou, refletindo a maior produção do Campo de Atlanta e a produção estável do Campo de Manati. A contribuição da receita do Campo de Atlanta foi de aproximadamente R\$173 milhões, ou 58% da receita total no trimestre. A contribuição de Atlanta também se beneficiou do aumento de participação para 50%, integralmente refletida neste último trimestre. Já com relação ao ano, Atlanta representou 36% da receita total.

Falando agora de custos no slide sete, no trimestre os custos operacionais foram de R\$182 milhões, mais do que triplicaram em relação ao quarto trimestre de 2017. Aproximadamente 92% dos custos operacionais, ou 167 milhões, são relativos ao Campo de Atlanta e também refletem o aumento de participação consolidado para 50%. Diluindo o efeito da incorporação dos 20% ao longo dos meses de operação de Atlanta, o custo operacional no trimestre seria de R\$123 milhões.

Em Manati, os custos foram de R\$14,5 milhões, representando uma queda de 74% em relação ao ano anterior em função dos menores custos de manutenção, que, no quarto trimestre de 2017, totalizaram R\$6 milhões. Neste trimestre também tivemos a reversão da provisão de abandono no total de R\$33 milhões, refletindo uma redução nos custos projetados para o abandono futuro dos poços de Manati.

No slide oito, as despesas gerais e administrativas foram 33% maiores do que no mesmo período do ano anterior, devido, principalmente, às despesas com pessoal, participação nos resultados da companhia para os funcionários parcialmente compensado pelo aumento nas despesas alocadas aos parceiros.

Falando sobre a nossa rentabilidade no slide nove, nosso EBITDAX foi beneficiado pelas melhorias operacionais, tanto a maior produção, quanto maior alavancagem operacional, além de ganhos não recorrentes, tanto no quarto trimestre de 2018 quanto no quarto trimestre de 2017. Em bases reportadas, o EBITDAX do quarto trimestre foi de R\$160 milhões e inclui o acordo com a operadora do FPSO do Campo de Atlanta no valor de R\$46 milhões.

O EBITDAX reportado no quarto trimestre de 2017 inclui parte dos ganhos obtidos e contabilizados com a venda do bloco BM-S-8 de R\$150 milhões. Excluindo os efeitos não recorrentes em ambos os períodos, o EBITDAX aumentou 26% no quarto trimestre de 2018, e no ano o aumento do Ebitdax foi de 50%.

Geramos lucro líquido de R\$125 milhões no trimestre comparados a 193 milhões no mesmo período do ano anterior. A rentabilidade foi impactada no ano passado pelo reconhecimento parcial do ganho na venda do BM-S-8.

No ano, o lucro líquido aumentou 19%, refletindo o aumento da produção, da receita e os melhores resultados operacionais. Nossos negócios seguem sólidos, as tendências

permanecem muito positivas e seguimos confiantes em nossa capacidade de continuar impulsionando o crescimento com a rentabilidade que já entregamos até agora.

Passamos para o slide dez. Neste slide, vocês podem ver o detalhamento do nosso Capex em 2018 e o que estamos projetando para 2019 e 2020. No quarto trimestre, o Capex totalizou US\$6,5 milhões, com a maior parte, ou 72%, investidos no Campo de Atlanta. Para o ano de 2018, o Capex foi de US\$73 milhões, com a maior parte, ou US\$62 milhões, alocados no desenvolvimento do Campo de Atlanta. O restante foi gasto em atividades exploratórias, com cerca de US\$10 milhões destinado a sísmica para os blocos de Sergipe-Alagoas e US\$5 milhões para sísmica de outros blocos adquiridos na décima primeira rodada de licitações da ANP.

Para 2019, estamos projetando um Capex um pouco menor, de US\$65 milhões, a maior parte, US\$48 milhões ou 74%, será novamente destinada ao Campo de Atlanta, já incluindo a perfuração do terceiro poço e o reparo das bombas nos dois primeiros poços.

Para 2020, estamos projetando que nosso Capex será mais do dobro deste ano, ou US\$133 milhões. Dois terços desse valor serão utilizados para o desenvolvimento do Campo de Atlanta à medida em que iniciamos o investimento no sistema de produção definitivo. Também estamos planejando perfurar poços iniciais na bacia de Sergipe-Alagoas e Ceará.

Como vocês sabem, manter um balanço saudável sempre foi nossa principal prioridade. Continuaremos disciplinados no uso do nosso capital e investindo no crescimento da companhia.

Por último, um comentário sobre o nosso balanço e fluxo de caixa. É importante notar que encerramos o ano de 2018 com uma posição de caixa de R\$1,9 bilhão e pretendemos manter a flexibilidade para financiarmos nossos novos projetos em andamento e aproveitar novas oportunidades que possam surgir. Temos uma geração de caixa operacional significativa e entregamos uma abordagem disciplinada de capital buscando maximizar o retorno para os nossos acionistas.

Administramos nossos negócios com prudência, e, como resultado, conseguimos gerar fluxo de caixa suficiente para financiar e expandir nossas operações. No acumulado do ano, geramos R\$588 milhões em fluxo de caixa operacional comparado a R\$429 milhões em 2017.

Vou agora voltar a palavra ao Lincoln para sua revisão estratégica e de negócio.

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. Vamos para o slide 11, com a visão geral do nosso portfólio e iniciando com o Campo de Manati.

Como já divulgamos, o baixo índice de chuvas, que afetou a produção hidrelétrica, continuou sendo o maior impulsionador da demanda por gás no Campo de Manati no quarto trimestre de 2018, assim como na maior parte do ano de 2018. A situação se reverteu nos dois primeiros meses de 2019, quando produção atingiu uma média de apenas 3,5 milhões m³/dia por demanda do mercado. Estamos agora monitorando de perto os fatores da demanda do setor, que poderão aumentar em linha com a recuperação econômica do país, assim como outras previsões.

Neste momento, estamos mantendo o nosso *guidance* referente à produção de Manati para o ano de 2019 na parte inferior, ou aproximadamente 4,1 milhões m³/dia em função da menor produção do início do ano e da parada programada da planta por aproximadamente 20 dias no final de março a início de abril deste ano.

Estamos satisfeitos em destacar que a recente certificação de reservas feita pela Gaffney & Cline para o campo indicou reservas 2P de 6,3 bilhões m³ de gás natural e 700.000 barris de gás condensado correspondente a aproximadamente 40 milhões de barris de óleo equivalente 100%, ligeiramente acima da certificação do ano anterior. Deste valor, a Enauta detinha cerca de 18 milhões de barris de óleo equivalente, isto ao final do ano de 2018.

Passando para o slide 12, com as atualizações referentes ao Campo de Atlanta, a produção média dos dois poços no Campo foi de 12,4 mil barris/dia de óleo no quarto trimestre de 2018, como a Paula já falou, e em linha com as nossas expectativas. A grande notícia aqui é a decisão do Tribunal Arbitral em nosso favor determinando que a participação original de 40% da Dommo Energia no Bloco BS-4 fosse dividida entre a Enauta e a nossa sócia Barra Energia devido, obviamente, à incapacidade daquela companhia de arcar com sua parcela dos custos operacionais.

Juntamente com a Barra, nós solicitamos à Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que realize a transferência formal das participações nos termos do contrato do consórcio, conforme expressamente estabelecido no processo de arbitragem.

Os preços de óleo pesado em relação ao Brent continuaram favoráveis no quarto trimestre, refletindo o desequilíbrio global entre oferta e demanda que resultou, principalmente, da menor oferta deste tipo de óleo pela Venezuela e Arábia Saudita. Sempre lembrando que nós estamos produzindo óleo pesado em Atlanta com teor de enxofre bastante reduzido e que deve proporcionar um aumento de preço dado os novos regulamentos para o combustível de navios que entrarão em vigor em 2020, a IMO 2020.

Este slide apresenta o cronograma com o qual estamos trabalhando em Atlanta. Nós iniciamos a perfuração do terceiro poço no Campo, que deverá ser concluído no final de maio e atingir uma produção – quando digo concluída, é concluir perfuração, completação e o preparo para entrar em produção – e que deverá produzir aproximadamente 10.000 barris de óleo/dia.

Após a conclusão do terceiro poço, a sonda dará início às operações de intervenção no primeiro poço produtor com duração de aproximadamente 45 dias, passando, em seguida, para o segundo poço produtor, que será a execução da troca das bombas internas ao poço. Sendo assim, até o final do terceiro trimestre, esperamos ter três poços produtores em Atlanta com produção média de 25 a 27 mil barris/dia.

Ainda neste ano nós queremos decidir, juntamente com nossa parceira Barra Energia, se seguiremos em frente com o sistema definitivo do Campo de Atlanta, o que envolveria, na sua concepção original, a perfuração de até nove poços adicionais, finalmente atingindo uma produção de até 70.000 barris por dia. No entanto, continuamos a avaliar o mais adequado sistema de produção para o campo com base nos dados que iremos obter com os três poços em produção a partir de final de agosto deste ano.

Já alocamos US\$90 milhões em nosso orçamento de investimento para 2020 caso a decisão seja positiva pelo consórcio de continuar com esta produção e qual vai ser a sua melhor forma de produzir, olhando sempre, obviamente, o melhor retorno econômico e não só fisicamente o volume de produção.

O slide 13 apresenta uma atualização de nosso portfólio de exploração. Como vocês sabem, o alicerce de nosso programa de exploração continua sendo a nossa participação de 30% nos seis blocos da bacia de Sergipe-Alagoas juntamente com nossos sócios ExxonMobil, operadora com participação de 50%, e a Murphy Oil, com participação de 20%. Estes blocos são adjacentes às seis importantes descobertas já feitas pela Petrobras e estamos ansiosos para ver os resultados do teste de longa duração na descoberta de Farfan, esperados para este trimestre, no seu início.

Todas as atividades estão seguindo conforme o planejado, os dados sísmicos já foram adquiridos e as leituras iniciais são encorajadoras. Este ano, interpretaremos os dados e desenvolveremos um programa de perfuração que deve ter início em meados de 2020. É sempre bom lembrar que adquirimos esses seis blocos nas últimas três licitações de concessão que foram realizadas no Brasil.

Conforme já mencionamos, na primeira fase do processo de *farm out* nos nossos dois blocos com 100% de participação na bacia do Pará-Maranhão foi concluída e atraiu bastante interesse de parceiros em potencial. Esperamos que o processo seja concluído até o final deste ano e estamos trabalhando para mensurar o tempo provável de recebimento da licença ambiental, muito importante para este *farm out*, bem como para o nosso bloco na bacia da Foz do Amazonas, onde detemos participação de 100%.

Resumindo, no slide 14, a Enauta iniciou 2019 posicionada para crescer de maneira contínua. Teremos a contribuição do Campo de Atlanta durante todo o ano devido ao aumento da nossa participação, também esperamos um aumento progressivo dos índices de produção do Campo de Atlanta começando até o final do segundo trimestre, quando o terceiro poço aumentará a produção do campo para 25 a 27 mil barris por dia, já com a intervenção nos dois poços hoje produtores.

Além disso, as condições de preço permanecem favoráveis para a nossa produção de óleo bruto graças à oferta limitada de óleo pesado e de baixo enxofre, sendo que a produção de Atlanta, adicionalmente, oferece um *hedge* natural contra as flutuações da moeda brasileira.

A produção do Campo de Manati, apesar de permanecer abaixo dos índices de 2018, deve continuar relativamente estável. Lembrando que o campo é rentável devido a uma infraestrutura disponível. De novo, beneficiaremos de um aumento de preço contratual que entrou em vigor em 1 de janeiro deste ano, segundo o contrato.

Renovamos as nossas crenças na prospectividade da Bacia de Sergipe-Alagoas e cremos que temos uma grande oportunidade de alavancar as reservas da Companhia em um futuro próximo. Estamos animados com as primeiras leituras dos dados sísmicos e aguardando maiores informações após a interpretação dos dados pelo consórcio, que deverá ocorrer ao longo deste ano.

A Enauta está muito bem posicionada com operadores de classe mundial, a ExxonMobil, a Murphy e outras, fortalecendo nossa posição de crença na concepção de nossos resultados, agora como Enauta.

Operadora, por favor, pode abrir o *call* para perguntas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operador: Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um. Para retirar a pergunta da lista, digitem asterisco dois.

A nossa primeira pergunta vem de Luiz Carvalho, Banco UBS.

Sr. Luiz Carvalho: Oi, Lincoln, boa tarde. Boa tarde, Paula. Desculpe pelo barulho aqui no *background*. Eu tenho duas perguntas, a primeira é em relação à Atlanta. Vocês mencionam logicamente a perfuração do poço este ano e uma produtividade média talvez um pouquinho acima daquilo que a gente tem visto. Eu queria entender o quê que tem de visibilidade dada a produção que vocês já têm hoje nestes últimos meses desde o início, o quê que dá para esperar de repente de contribuição no terceiro poço, alguma coisa muito diferente do que a gente está vendo em relação aos dois primeiros?

A segunda pergunta é em relação à Manati. Eu vi que vocês saíram com um *guidance* para 2019 mais baixo do que a gente viu para 2018, e aí eu queria entender se tem alguma coisa relacionada a reservatório ou é, de fato, uma perspectiva de menor demanda dado o início do ano.

E a terceira pergunta é muito mais uma curiosidade: De onde vem o nome Enauta? Obrigado.

Sr. Lincoln: Sim! Luiz, obrigado. O Danilo vai te dar aí alguns detalhes e alguns dos fundamentos que nós temos hoje para que a gente tenha feito esta projeção de 25 a 27 mil barris/dia.

Sr. Danilo Oliveira: Ok, Luiz, bom dia. O Campo de Manati, a atual produção, está se comportando exatamente como nós prevíamos: O reservatório está muito bom e nossa projeção inicial era de 10.000 barris para cada poço, então os dois primeiros deveriam produzir 20.000, estão produzindo hoje em torno de 12.400 unicamente em função da quebra da bomba dos poços. E a nossa previsão é que, ao perfurar o terceiro poço, ele entre os 10.000 barris por dia, o poço que hoje está produzindo em torno de sete e pouco deve ir para os 9.000, e o poço que está produzindo quatro e pouco deve ir para uns 8.000. Então, ao final, deveremos ter entre 25 a 27 mil barris por dia.

O reservatório está performando exatamente como prevíamos e a única razão de baixa produção hoje é a quebra das bombas, ok?

Quanto à Manati, a nossa previsão ano passado foi de 5,1 milhões m³/dia, cumprimos 4,9, a previsão deste ano o *guidance* nós demos 4,3, em linha com a queda de aproximadamente

15% ano a ano até esgotamento do reservatório. O que aconteceu no início deste ano foi que a demanda caiu muito, inclusive levamos alguns dias com Manati totalmente fechado, tanto que a produção média do mês de janeiro foi em torno de 2,5 milhões m³/dia. Estamos recuperando, hoje a média do ano está em torno de 3,75, mas, em razão da parada de produção para manutenção obrigatória dos cinco anos da planta de processo por 20 dias, nós entendemos que não deveremos recuperar esta produção para 4,3, então nosso *guidance* de hoje é de 4,1, ainda dentro do *guidance* de 4,3 -5%, ok?

Sr. Luiz: Ok. Só um *follow-up*, Danilo, se me permitir. Esta queda de demanda, se puder dar um pouco mais de detalhe, é alguma coisa estrutural ou foi alguma coisa pontual, de algum contrato que eventualmente tenha saído?

Sr. Danilo: Ok. Eu acho que a primeira coisa: Muita chuva, as térmicas estão todos desligadas; a segunda coisa é as Fafens (as fábricas de fertilizantes), elas foram paralisadas, era um consumo razoável, quase 1 milhão m³/dia; e a terceira coisa é a demanda industrial que continua sem crescer, e temos aí o gás do pré-sal entrando muito firme, Sudeste ainda não se recuperando, então há uma sobra de gás no Sudeste que sobe pelo Nordeste, e a opção da Petrobras foi, por algum tempo, inclusive fechar o Campo de Manati.

Aí não esquecendo, independente do que eles tomem, nós temos um *take or pay* aí para realizar.

Sr. Luiz: Justo, obrigado. E a última pergunta sobre o nome, Enauta?

Sr. Lincoln: Positivo, Luiz, talvez seja uma pergunta bastante recorrente para muita gente, mas eu quero dizer para você que o significado da palavra Enauta ela é mais do que só um nome, mas ela tenta refletir, no nosso imaginário aqui, ela representa aquele que navega por caminhos de energia. Ou seja, nós já estamos tentando incorporar também nos nossos processos, obviamente, esta visão mais ampla da energia que virá com o tempo, de energia, do nauta, de Astronauta, Argonauta e etc, mas, sobretudo, nós estamos, com isto, pensando e acreditamos inclusive que nós estamos trazendo com este nome uma marca que é da Companhia, uma companhia que se antecipa, uma companhia que tem visão de futuro, uma companhia prospectiva, e isto faz parte do nosso histórico aqui que a gente tentou traduzir do que aconteceu nestes últimos 20 anos.

A gente conseguiu, obviamente, se antecipar, fomos a primeira talvez Companhia a participar dos *bids*, depois fomos para mar, fomos rapidamente para o mar, não passamos pela fase terra. O mar sempre foi (e a Companhia tem razões para isso) o nosso foco, esta foi a nossa casa, e assim nós fizemos quando fomos para água profunda também, quando nós decidimos lá no IPO que a nossa meta estaria na água profunda porque era ali que a gente conseguiria, obviamente, traduzir o nosso processo e dar retorno, e é o que está acontecendo no Brasil hoje.

Então, isso é uma marca que a Companhia tem, não é melhor nem pior, mas é uma marca que nós víamos de antecipação, de visão estratégica e que a gente queria que agora ficasse independente, uma marca com o nome pequeno, de fácil comunicação, mas que trouxesse a raiz dos nossos pensamentos, das nossas operações, inclusive operando em água profunda, somos a única Companhia brasileira nisto, e trouxesse para esta marca, e esta é

a visão que a gente tem hoje, mas sempre pensando numa ampliação dos horizontes da energia, certo que é, e vai ser, já é e vai ser uma necessidade da sociedade.

Sr. Luiz: Perfeito, Lincoln. Obrigado.

Sr. Lincoln: Um abraço.

Sr. Luiz: Obrigado, Danilo.

Operador: Próxima pergunta de Bruno Montanari, Morgan Stanley. Pode prosseguir.

Sr. Bruno: Boa tarde. Obrigado por pegar as perguntas. A primeira pergunta é sobre o processo de arbitragem. Eu queria entender se todos os passos já foram exauridos ou se existe alguma possibilidade, ainda que remota, da Dommo reverter parcialmente ou integralmente qualquer decisão que já tenha sido tomada, principalmente em relação à consolidação do *stake* adicional.

A segunda pergunta é em relação a G&A. Eu queria saber se vocês poderiam mencionar o quê que seria um nível sustentável para G&A nos próximos trimestres dado que teve alguns itens que normalmente são mais concentrados durante o quarto trimestre.

E a última pergunta, eu queria saber se vocês conseguiriam comentar qual seria, hoje, o apetite da Barra para investir num sistema definitivo assumindo que o resultado da perfuração seja bom, o reservatório responda da maneira como vocês esperavam, mas se existe apetite tanto do lado da Barra quanto do lado da QGEP para fazer um comprometimento de capital na magnitude de 50% para cada um. Muito obrigado.

Sr. Lincoln: Muito bem, Bruno, obrigado pelas perguntas. Sim, Bruno, nós já tivemos várias decisões do tribunal ao longo deste ano, obviamente a mais propalada sem dúvida foi a decisão da passagem para o nosso *asset* de 20%, para a Barra também com base nos documentos e na decisão do tribunal, mas tiveram quatro ou cinco decisões já a respeito, mas estas são as mais conhecidas, eu diria.

No entanto, há uma terceira fase, que foi desmembrada deste processo, onde há uma petição em que nos acusa de ter sido lenientes com a Teekay, nós e Barra, e tinha um potencial, digamos, conluio que levou à situação em que a Dommo se encontra. Aliás, muito antes até da chegada do navio.

Mas esta é uma fase que vai ser avaliada ao longo deste ano, ainda está na fase de arrecimentação de provas, é só isso que eu tenho hoje para falar, mas eu posso dizer para você que a decisão que foi tomada com base no JOA ela é uma decisão que, em tese, não tem retorno, e por isto mesmo nós fizemos o pedido para a agência, a ANP, para que faça esta transmissão dos direitos para nós e para a Barra.

Agora, ao longo deste ano, haverá, então, esta outra discussão em relação ao que alega a Dommo a respeito do que fizemos. Mas nós cremos, com base em tudo que nós temos discutido, que nós temos um caso muito forte porque a própria Dommo assinou todos os documentos que nós fizemos com o proprietário do navio e estiveram sempre conosco, ainda que inadimplentes, e, desta forma, a gente acredita piamente que nós temos um caso

muito forte, como foi o primeiro com relação a isto, e, sem dúvida, nós estamos cuidando, mas não é algo que nos tire o sono.

Com relação ao G&A, a Paula vai falar um pouco para você e depois eu volto a respeito quanto a apetite de Barra e nosso também, tá bom, Bruno?

Sra. Paula: Oi, Bruno, bom dia. Obrigada pela pergunta. Com relação ao G&A, Bruno, o nosso custo anual de G&A não tem variado muito ao longo dos anos, então eu acho que uma boa premissa seria a gente manter ele em torno de R\$60 milhões por ano. Eu acho que isso é o que a gente vê para frente também. Em sendo operadores dos projetos, parte disto é alocado aos projetos e eventualmente repassado aos sócios, mas o G&A líquido para a companhia ele tem se mantido aí no patamar de R\$60 milhões por ano.

Acho que tinha uma terceira pergunta com relação à Barra...

Sr. Lincoln: Bom, Bruno, com relação à Barra e nós também, eu posso dizer o seguinte: Nós, obviamente até a chegada do navio, nós corremos muito riscos, riscos que a gente quis eliminar e por isto mesmo nós chamamos de um sistema antecipado de produção. O conhecimento do reservatório em produção, ou seja, em não estático, mas dinâmico, que é o que nós temos, nós já temos em até 4 milhões, próximos a 4 milhões de barris já produzidos, e, sem dúvida, com o andamento desta produção, a gente tem eliminado obviamente outros riscos. Mas os grandes riscos que nós tínhamos quanto ao comportamento do reservatório e do *flow assurance*, das ações que nós fizemos e temos testado continuamente está nos dando dia a dia mais condição de tomar esta decisão.

Obviamente, não só a Barra Energia como nós também, queremos ver esta produção, esse *track record* que virá com a produção do terceiro poço, onde a gente vai ter o nível de produção que nós havíamos estabelecido inicialmente ante da má performance das bombas no fundo do poço, que estão dentro do poço.

Então, nós também e Barra também, estamos em consonância que esta decisão ela deve ser tomada incorporando os dados da nova produção que nós estamos esperando agora, que vai nos dar muito mais certeza do modelo de desenvolvimento que nós vamos fazer: Vai ser todos os poços? Serão dez poços? Qual é o melhor modelo econômico, obviamente agora não mais só técnico, mas amparado no design de produção, que vai se adaptar ao Campo de Atlanta?

Então, nós estamos com isto e é por isso que nós esperamos tomar esta decisão até o final deste ano, já com o *track record* que deverá ser de dois a três meses mínimo de produção no nível mais alto para o Campo de Atlanta, tá bom?

Sr. Bruno: Maravilha, muito obrigado.

Operador: Próxima pergunta de Leonardo Marcondes, Itaú BBA.

Sr. Leonardo: Bom dia, pessoal, tudo bem? A minha primeira pergunta é mais fazendo um *follow-up* em na última pergunta do último trimestre, quando perguntei se vocês considerariam um potencial *farm out* destes 20% adicionais em Atlanta. A resposta que foi me dada era que vocês sempre possuem a ideia de diversificar a fonte de receita. Então, eu

queria entender a cabeça de vocês em relação a isto dado que agora vocês já fizeram a consolidação dos 20%.

A minha segunda pergunta é, bom, o Lincoln falou hoje no Valor que vocês teriam interesse em investir em ativos do pré-sal. Vocês poderiam dar um pouco mais de cor em relação a isso? Obrigado.

Sr. Lincoln: Obrigado, Bruno. Bom, Bruno, você sabe que nós estamos aqui obviamente para ganhar dinheiro e devolver aos nossos acionistas todo este investimento que foi feito e esta confiança, e, ao mesmo tempo, fazer com que a Companhia tenha um crescimento se não vegetativo, muitas vezes através de algumas ações pontuais e etc. que fazem parte da nossa atividade olhando o mercado e etc.

Então, nós não estamos, obviamente, fazendo nenhuma divulgação ou nenhum movimento em relação a uma eventual venda de 20% adicional que nós temos em Atlanta advinda desta participação, mas, sem dúvida nenhuma, se isto for algo que possa nos ajudar na concepção de outros investimentos, isto sempre está dentro do radar. A Companhia teve e tem seguido uma determinação que é corporativa de tentar fazer uma diversificação das fontes de receita. Sem dúvida, nós continuamos buscando isto com várias ações, outras dão certo, outras não, mas nós continuamos com esta métrica de ter uma diversificação de receita.

Se um eventual interesse de alguma Companhia que pudesse vir e que nos permitisse num desinvestimento destes eventuais 20%, seja, nos permitir fazer outro tipo de alavancagem em outras áreas, com certeza a gente vai avaliar. Nós sempre estaremos avaliando a presença de desinvestimentos, como nós estamos fazendo *farm out* em algumas das nossas áreas, como a gente vai procurar e tem visto aquilo que é cabível no nosso portfólio e no nosso fluxo de caixa com relação a *farm in* de coisas que eventualmente venham para o mercado.

Então, sim, é possível. Esta dinâmica a gente quer implementar dentro da Companhia.

Com relação ao pré-sal, o pré-sal realmente é algo que vai ficar na mira aqui e é sem dúvida hoje o principal *player* aqui no Brasil, né, água profunda da Bacia de Campos iniciou isto, continua, o pré-sal em Santos, sobretudo, ganhou esta amplitude e outras áreas de água profunda no Brasil ainda estão na sua infância, mesmo Sergipe-Alagoas com a descoberta, na nossa opinião, está na sua infância e deverá, na nossa opinião interna e técnica aqui, dos nossos técnicos, ser a terceira área talvez de maior prospectividade no Brasil. Então, a gente está olhando.

Agora, o pré-sal é algo que realmente cabe no nosso portfólio, mas cabe de uma maneira muito particular, com possibilidade de estar entre 10 e 20% em áreas que não demandem provavelmente uma aplicação de bônus muito alta. Sem dúvida nenhuma nós temos que olhar para o nosso fluxo de caixa futuro e hoje a gente olha. Obviamente uma coisa é entrar e a outra coisa é o Capex. Portanto, nós temos algumas premissas que nos fundamentam aqui de como eventualmente entrar no mar aberto de pré-sal.

Nós gostaríamos e eu acho que o pré-sal vem completar, vem colmatar um portfólio de curto, médio e longo prazo para a nossa companhia, ademais de que ele, além de também

ter um óleo muito bom, ele, nós já sabemos, é o futuro produtor de gás aqui no Brasil, e nós somos produtores de gás, gostamos da produção de gás e queremos porque entendemos que o gás vai ser o energético da transição que está neste mercado de gás, se não no curto, no médio e longo prazo. No curto, nós já estamos com Manati.

Então, sim, pré-sal é o que nós ainda mantemos no nosso radar, mas sempre dentro das nossas possibilidades, sobretudo, financeiras.

Sr. Leonardo: Ok, muito obrigado.

Operador: Recebemos perguntas via webcast. A primeira pergunta vem de Jefferson Bonfim: *“Qual a expectativa de tempo de atividades do Campo Manati com a produção atual 4,8 milhões?”*

Sr. Danilo: Bom dia, Jefferson. Só fazendo uma correção, a produção atual é em torno de 4,5/4,6 e a perspectiva de queda é de aproximadamente 15% ao ano, o que leva a uma projeção de produção econômica até o ano de 2023, final de 2023-2024.

Operador: Jefferson pergunta: *“O problema ocorrido com as bombas do campo Atlanta terá alguma cobertura de custo por parte do fabricante, ou o problema é total da operação da empresa?”*

Sr. Danilo: O custo é exclusivamente responsabilidade da empresa. Nenhum fabricante se responsabiliza por prejuízos causados por seus equipamentos, mesmo porque nós não sabemos ainda o que causou o mau funcionamento destas bombas. Nós não sabemos se foi a bomba, se foi o motor, se foi transmissão de energia do FPSO para essas bombas, mas, definitivamente, o fabricante não se responsabiliza por esse, digamos, prejuízo ou conserto. Então, esta conta fica para o consórcio.

Operador: Jefferson pergunta: *“Qual a expectativa temporal de entrada em operação de outro campo?”*

Sr. Danilo: A próxima expectativa que nós temos, caso tenhamos a aprovação do sistema antecipado de Atlanta ao final do ano, seria o definitivo de Atlanta em 2022. Este é o mais próximo prazo para entrada de produção na Enauta.

Operador: *“Existe expectativa de devolução de algum outro campo? Qual o impacto real das devoluções efetuadas em 2018?”*

Sra. Paula: Os campos que a gente tem alguma expectativa de devolução já estão contemplados no balanço de 2018. Neste caso, então, os campos que estão no nosso ativo são campos onde a gente ou está na fase exploratória e está fazendo algum estudo adicional, ou já tem a decisão de manutenção do campo por estar numa fase de produção. O impacto dos ativos devolvidos em 2018 foi de cerca de R\$25 milhões.

Operador: Próxima pergunta vinda da webcast, de Cláudio Muller: *“O Capex para SEAL já contempla os 11 poços exploratórios que estão sendo licenciados?”*

Sr. Lincoln: Na verdade, não. Na verdade, não há 11 poços exploratórios previstos. Pode até acontecer e a gente espera que aconteça, por sinal. No entanto, o que o operador fez foi pedir autorização para a perfuração, é autorização de perfuração ao IBAMA. Eles querem estar preparados, é uma medida bastante coerente, e, no caso de uma descoberta, poder implementar uma velocidade de perfuração acelerada, caso tenha a descoberta eles já terão as várias áreas que foram pedidas para fazer esta liberação da autorização de perfuração.

Outra coisa que sempre acontece, é muito natural, é que como nós não temos certeza onde vai ser o primeiro ou o segundo poço, se pede várias áreas com base nos dados disponíveis e depois se faz um pente fino na interpretação, que ainda vai começar de um 3-D que foi adquirido, e aí se decide por qual daquelas localizações será perfurado o poço.

Então, é bom tê-la, mas não quer dizer que nós iremos de cara furar 11 poços. Não, não será isso.

Operador: Marcelo Azem, gestor do Clube de Investimentos Foundation Capital escreve: *“Prezada diretoria, parabéns pelos resultados apresentados e obrigado pela teleconferência de resultados. Gostaria de saber se existe uma previsão de prazo para recebimento dos R\$144,5 milhões referentes à última parcela da venda do Campo BM-S-8 para a Equinor. Muito obrigado e parabéns.”*

Sr. Lincoln: Sim, isso é algo que não depende da gente, esse recebimento está atrelado a uma negociação de unitização que deve ser feito no Campo de Atlanta pelos dois consórcios, né... de Atlanta, desculpe, de Carcará, a parte Sul de Carcará, que é o BM-S-8, e a parte Norte, que é um outro bloco. O que existe de vantagem nisto é que nos dois lados da distribuição do campo estão os mesmos consórcios, quer dizer, os mesmos consórcios, as mesmas companhias, o que facilita a discussão de unitização que deverá ser feita com a PPSA e aceita pela ANP.

A nossa melhor prognose para isso, considerando o nível de atividades que o operador tem feito, sobretudo, em Carcará e do outro lado do campo, é que, no final de 2020, a gente poderia já estar com esta unitização aceita pela ANP e, desta forma, a gente teria a complementação do valor da venda. Mas isto é uma prognose, nós não temos, obviamente, controle a respeito disto.

Operador: Senhoras e senhores, lembramos que para fazer perguntas, basta digitar asterisco um. E para retirar a pergunta da lista, por favor, digitar asterisco dois.

Lembramos que para fazer perguntas, basta digitar asterisco um.

Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao Sr. Lincoln Guardado para as considerações finais. Por favor, pode prosseguir.

Sr. Lincoln: Bom, eu queria agradecer a todos vocês por estarem conosco, pelas perguntas, por compartilhar este novo momento da companhia, agora como Enauta, e com resultados auspiciosos. A gente crê que, pelo segundo ano consecutivo, a gente tem entregue aquilo que nós estamos prometendo e com resultados, em nossa opinião, até além do previsto e fazendo reconhecimento aos nossos investidores ao mesmo tempo que preparamos a

companhia para este futuro próximo, e continuamos com esta gestão e com esta governança bastante apropriada para este momento.

Gostaríamos novamente de disponibilizar a nossa área de RI para qualquer pergunta que os senhores tenham, seja com relação aos próximos passos, com relação ao dividendo, com relação às motivações que nós tivemos para esta troca de nome, e esperamos vê-los na nossa próxima reunião dados bastante robustos como os apresentados neste *call*.

Muito obrigado a todos e tenham bom-dia.

Operador: A audioconferência da Enauta está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham uma boa tarde.