

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP**, para discussão dos resultados referentes ao **quarto trimestre de 2017 e ano de 2017**.

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, o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção e o Sr. José Milton Mendes, Superintendente de Exploração.**

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 **QGEP**, 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 **QGEP** 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 muito obrigado por participarem da teleconferência de divulgação de resultados do quarto trimestre e do ano de 2017 da QGEP.

Antes de iniciar com vocês, eu quero dizer que toda a companhia, seja a Diretoria ou seja o Conselho, hoje está muito auspicioso em fazer esta teleconferência com vocês. Nós cremos que o ano de 2017 foi um ano de muitas realizações sob todos os níveis da companhia. Tivemos um resultado recorde em termos de lucro líquido, tivemos uma presença muito forte das nossas associações diversificando o nosso portfólio e trazendo novas companhias para que trabalhássemos juntos, tivemos a chegada do FPSO também no ano de 2017, e, sobretudo, estamos fazendo uma distribuição bastante racional e importante de dividendos para os nossos acionistas. Ou seja, o conjunto de realizações que nós estamos pensando, olhando a companhia no presente e no futuro e ao mesmo tempo reconhecendo toda a permanência e todo o apoio que estamos tendo de todos os nossos acionistas, nos dá realmente esta alegria para esta divulgação, que consideramos, sim, bastante especial.

Quero destacar que os resultados deste período encerram um ano de importantes realizações para a QGEP. Ao longo de 2017, tomamos uma série de decisões e ações para otimizar o nosso portfólio de ativos, reduzir nossos compromissos financeiros e posicionar a companhia para um crescimento sustentável nos próximos anos, gerando, assim, maior retorno para os nossos acionistas.

Para tanto, vamos começar no slide três, que apresenta os principais destaques do quarto trimestre de 2017. Do ponto de vista operacional, a maior demanda por gás natural do Campo de Manati impulsionou o crescimento da receita tanto na comparação com terceiro trimestre de 2017 como com o mesmo trimestre do ano anterior, o que, combinado com os ganhos obtidos com a venda da nossa participação do Bloco BM-S-8, resultou em um desempenho financeiro excepcional neste período.

Já com relação às atividades de desenvolvimento, o FPSO Petrojarl I, como já anteriormente anunciado, ingressou em águas brasileiras no final do quarto trimestre, em linha com o nosso cronograma para iniciarmos a produção do Campo de Atlanta no final de março/início do mês de abril.

Também começamos a trabalhar com nossos novos parceiros, ExxonMobil e Murphy Oil, na avaliação dos blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas. Além disso, os preparativos já estão em andamento para que os *farm-outs* de outras áreas pertencentes ao portfólio da QGEP mais localizados na costa equatorial ocorram ainda este ano.

Encerramos 2017 com mais de R\$ 2 bilhões em caixa já incluindo o valor relativo à primeira parcela que recebemos com a venda do Bloco BM-S-8, o que nos fez rever os programas de alocação de capital da companhia para incluir o dividendo extraordinário de R\$400 milhões e um possível dividendo adicional mais para frente, que estará condicionado a determinados eventos.

Este dividendo demonstra um reconhecimento da companhia a seus acionistas e reflete nosso entendimento de um excesso de caixa excepcional. Este excesso se deu principalmente em função da monetização de um importante ativo e redução significativa de Capex que estaria associado a este desenvolvimento, e que nos permitiu fazer uma antecipação de distribuição significativa de dividendos sem comprometer os compromissos futuros da QGEP, tanto em relação a seu portfólio atual quanto a potenciais oportunidades de mercado.

Vou passar agora a palavra para nossa CFO, Paula Costa, que comentará sobre os resultados operacionais e financeiros no quarto trimestre do ano de 2017. Paula, por favor.

Sra. Paula Costa Côte-Real: Obrigada, Lincoln, e obrigada a todos por estarem aqui conosco hoje. Seguindo a linha de Lincoln, 2017 foi um ano extremamente importante para a companhia. Os benefícios das nossas ações estratégicas aliadas às melhores condições operacionais já estão refletidos no resultado recorde deste quarto trimestre e no sólido desempenho financeiro do ano.

Vamos então para o slide quatro. Apresentamos resultados consideravelmente maiores no Campo de Manati neste quarto trimestre. Como mencionamos nos trimestres anteriores, a seca na região nordeste do país se estendeu ao longo do segundo semestre de 2017, resultando em um momento de demanda pelo gás do Campo de Manati.

A produção média no quarto trimestre atingiu seu pico de 5,6 milhões m³ por dia, valor este que é 30% superior aos 4,3 milhões m³ por dia registrados no quarto trimestre de 2016. A produção total em 2017 atingiu a média de 4,9 milhões m³ por dia, semelhante ao ano anterior e em linha com o nosso *guidance*.

No próximo slide, slide cinco, apresentamos a nossa receita líquida, que foi de R\$ 145 milhões no quarto trimestre, 40% superior ao mesmo trimestre do ano anterior, um aumento mais acelerado quando comparado ao aumento da produção, explicada em grande parte pelo contrato vigente, que teve seu reajuste anual de preço no início de 2017

corrigido pela inflação local. Já no ano de 17, a receita atingiu R\$502 milhões, um crescimento de 5% em comparação aos níveis de 2016.

Vamos agora falar nos custos, no slide seis. No quarto trimestre, nossos custos operacionais totais vieram estáveis em comparação ao quarto trimestre de 2016, refletindo, principalmente, os menores custos de produção e manutenção no período. Em contrapartida, as despesas de depreciação, amortização e *royalties* foram maiores em função do aumento da produção.

Os custos de manutenção no trimestre incluíram custos da ordem de R\$6 milhões associados ao reparo da linha de produção que foi danificada no início do ano. As atividades de reparo foram concluídas e tiveram um custo total de R\$15 milhões, líquido para a QGEP, do qual estamos considerando um reembolso parcial do seguro na ordem de R\$4 milhões.

No ano de 2017, os custos de manutenção totalizaram R\$35 milhões, principalmente devido à pintura e manutenção da plataforma de Manati no primeiro semestre do ano e reparos da linha de produção mencionados no segundo semestre do ano. No geral, os custos foram 5% inferiores a 2016.

Passando para o slide sete, podemos ver as despesas gerais e administrativas, que totalizaram R\$15 milhões no quarto trimestre, um aumento de 2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido, principalmente, a investimentos em projetos incentivados pela Lei do Audiovisual, sendo os mesmos compensados por uma redução de igual valor da linha de imposto de renda, bem como a redução de despesas alocadas aos parceiros nos blocos em que a QGEP é operadora.

Como percentual da receita, as despesas gerais e administrativas representaram 10,7% no quarto trimestre, redução de 4 pontos percentuais em relação ao mesmo período do ano anterior. No ano, as despesas gerais e administrativas representaram 10,4% da receita total, estável em comparação a 2016.

Nossos gastos exploratórios foram de R\$ 3,3 milhões no quarto trimestre de 2017, 7% inferiores ao mesmo período do ano anterior. Não houve despesas relevantes relacionadas à aquisição sísmica neste trimestre, apenas estudos geológicos e geofísicos. No ano de 2017, os gastos exploratórios foram de R\$ 28 milhões em comparação com R\$ 63 milhões em 2016, uma queda de 56%.

Falando agora sobre a nossa rentabilidade no slide oito, o aumento da produção de 30% no trimestre em relação ao mesmo período do ano anterior, combinado com o resultado de R\$156 milhões da venda do Bloco BM-S-8, resultou em um Ebitdax no trimestre de R\$240 milhões, mais de 6 vezes superior aos 38 milhões registrados no quarto trimestre de 2016.

Mesmo excluindo o ganho não recorrente, o Ebitdax seria de R\$90 milhões, quase 140% sua anterior ao quarto trimestre de 2016, beneficiando-se da maior produção, enquanto a margem Ebitdax seria de 62%.

No ano de 2017, o Ebitdax totalizou R\$408 milhões em comparação com R\$188 milhões registrados em 2016. Mesmo excluindo o ganho não recorrente relacionado à venda do BM-S-8, o Ebitdax seria equivalente a R\$258 milhões, 37% superior a 2016, enquanto a margem Ebitdax seria de 51%.

O lucro líquido do quarto trimestre de 17 atingiu R\$193 milhões comparados a R\$51 milhões registrados no quarto trimestre de 2016. A maior receita no trimestre combinada

com o resultado da venda do BM-S-8 e também com menores despesas financeiras, como já mencionado, resultaram nesse desempenho recorde no trimestre e no ano.

No slide nove, vamos saber mais detalhes do Capex. O Capex realizado em 2017 foi de US\$42 milhões com a maior parte dos recursos (cerca de US\$ 19 milhões) investidos no Campo de Atlanta.

Neste slide detalhamos também o nosso Capex para 2018 e 2019. A companhia estima investir um montante de US\$70 milhões em 2018. Este valor destina-se a acelerar o desenvolvimento do Campo de Atlanta, que vai representar a maior parte dos nossos gastos, estimados em US\$48 milhões, já incluindo a perfuração de um terceiro poço no segundo semestre deste ano. Os recursos restantes destinam-se às atividades de exploração, especificamente à aquisição de dados sísmicos.

Em resumo, para finalizar esta minha parte, nós adotamos neste ano diversas medidas relevantes que criaram valor para os nossos acionistas, mais ainda, fortalecendo de forma significativa a nossa posição financeira, o que vai nos permitir investir em projetos de alta qualidade e seguirmos otimizando a nossa base de ativos e gerando valor para os nossos acionistas.

Vou passar a palavra de volta ao Lincoln para ele seguir com nossa apresentação. Estarei à disposição para as perguntas.

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. Vamos, então, para o slide dez, onde discutiremos nossas atividades operacionais.

No quarto trimestre, registramos um aumento significativo da nossa produção média diária do gás natural do Campo de Manati, que chegou a 5,6 milhões m³/dia, substancialmente acima tanto do mesmo trimestre do ano anterior como do terceiro trimestre de 2017. As condições de seca no nordeste brasileiro reduziram significativamente a geração hidrelétrica, resultando em maior demanda pelo gás natural.

Esta situação, que já se reverteu no início de 2018 com níveis recordes de chuva na região, em função da manutenção desta tendência ao longo dos dois primeiros meses de 2018 e para este primeiro semestre deste ano, prevemos uma produção média diária de aproximadamente 4,6 milhões m³/dia, semelhante à taxa de produção dos dois primeiros meses deste ano.

O *guidance* de produção para o ano de 2018 continua 5,1 milhões m³/dia, podendo ser reavaliado em função das previsões de crescimento econômico e das condições climáticas, sobretudo no Nordeste.

Levando em consideração o reajuste contratual de preços que recebemos em janeiro deste ano balizado pela pequena deflação de 2017, não esperamos que nossa estimativa revisada resulte em um declínio significativo do fluxo de caixa operacional proveniente do Campo de Manati em 2018 quando comparado com os níveis obtidos em 2017.

Qualquer declínio que tivermos na produção do Campo de Manati também poderá ser compensado pela receita do Campo de Atlanta, nosso segundo ativo produtor, que deverá estar entrando no final deste mês ou início de abril, como já comentado com vocês.

Como mencionado, estamos dentro do cronograma para iniciarmos a produção e extrairmos o primeiro óleo do Campo de Atlanta no final de março/início de abril. Já temos um acordo assinado com a Shell para a aquisição de toda a produção do sistema de

produção antecipada, e esperamos nos beneficiar de preços melhores do que aqueles originalmente antecipados ao mercado, e isto devido ao atual desconto em relação ao Brent, que hoje está entre US\$ 13,00-15,00 para óleos desta natureza como resultado direto da escassez de óleo pesado no mercado devido à própria contração de alguns países, e obviamente o óleo pesado é algo que menos se produz devido ao menor preço.

Como operadores do bloco, estamos trabalhando em conjunto com a Teekay (operadora do FPSO) para interligar as linhas de produção e controle entre os poços e a embarcação, e estamos projetando atingir a produção média diária estabilizada de até 20.000 barris/dia de óleo com base nos dois poços de produção já perfurados e completados e ao longo do primeiro semestre. Além disso, os primeiros 18 meses de produção se beneficiarão de taxas diárias mais baixas resultantes de um acordo com a operadora do FPSO.

Ao longo de 2018 tomaremos a decisão, juntamente com nossos parceiros, sobre a perfuração de um terceiro poço como parte do sistema de produção antecipada. Isto poderá acrescentar até 10.000 barris/dia aos atuais níveis de produção. Em 2019, avaliaremos o potencial de avançar com o sistema de produção definitiva, trazendo a produção máxima para aproximadamente 75.000 barris entre 2020 e 2021.

Falando um pouco agora sobre o nosso portfólio de exploração, como já foi divulgado, o processo de *farm-out* de nossos blocos de Sergipe-Alagoas foi muito bem-sucedido, e, em conjunto com os nossos novos parceiros, a ExxonMobil e a Murphy Oil, adquirimos dois novos blocos adjacentes na décima quarta rodada de licitação da ANP em setembro de 2017. A QGEP manteve 30% de participação nos quatro blocos, portanto assim diversificando e aumentando a chance de mais descobertas, e vemos estas áreas com grande potencial de recomposição das nossas reservas de óleo e gás.

Além disto, estamos muito satisfeitos com a nossa associação com estes dois excelentes parceiros, que vão utilizar tecnologia de última geração na exploração e produção e em áreas operacionalmente desafiadoras. Conhecimento e fundamento da QGEP têm ajudado à inserção destes parceiros nas atividades relativas à exploração e produção de óleo e gás no Brasil.

Ao longo do quarto trimestre, trabalhamos em conjunto com nossos parceiros no desenvolvimento de um plano que visa à avaliação e o potencial destes blocos. A aquisição sísmica está prevista para iniciar no final de abril e, com base nos resultados desta avaliação, ao longo de 2019 teremos condições de já estar potencialmente perfurando ao longo do ano de 2020. Não será estranho se a gente conseguir inclusive acelerar um pouco esta avaliação.

Na mesma linha do processo que organizamos para os blocos de Sergipe-Alagoas, ainda no primeiro semestre de 2018 deveremos iniciar o processo de *farm-out* dos blocos da bacia de Pará-Maranhão e Foz do Amazonas, que estão na fase final de interpretação exploratória.

Da mesma forma, estamos avaliando as ações a serem implementadas nas bacias do Ceará e do Espírito Santo juntamente com nossos parceiros, notadamente a Total e a Statoil.

Sempre é bom lembrar que poderemos ter um prazo adicional para cumprir os compromissos nestas bacias devido aos atrasos na concessão das licenças ambientais, seja para aquisição sísmica, sejam as licenças para a perfuração de poços.

Passando para o slide 11, vocês podem observar que estamos bem diversificados no que diz respeito a diferentes graus de risco e prêmio, já que nossos ativos exploratórios estão

situados na maior parte das principais bacias produtoras ao longo do litoral brasileiro, muitas delas com sistema petrolífero definido e com produção estabelecida.

Seguindo para slide 12, ele traz um resumo dos principais destaques dos resultados do quarto trimestre e do ano de 2017, que posicionam a QGEP para o crescimento em 2018. No detalhe está o lançamento das linhas que está sendo feito no Campo de Atlanta, com uma foto do FPSO e do navio de lançamento da McDermott.

Primeiro, o cenário operacional e regulatório para a indústria brasileira de óleo e gás continua melhorando e é evidente que as empresas internacionais de óleo e gás estão cada vez mais se interessando e investindo em oportunidades no Brasil.

Lembrando que além da ExxonMobil e Murphy, nossos parceiros internacionais entram Statoil e Total, empresas de excelência operacional e técnica, com as quais poderemos aprender e também apoiar à medida que elas aumentam seus investimentos no Brasil.

Do ponto de vista de métricas operacionais, estamos posicionados para um melhor desempenho em 2018. Embora ainda estejamos avaliando as estimativas de produção anual para o Campo de Manati, os atuais níveis de produção estão estáveis em 4,6 milhões m³, e teremos a produção do Campo de Atlanta iniciando-se em breve.

Ao mesmo tempo, as principais medidas estratégicas que tomamos em 2017 fortaleceram substancialmente nossa produção financeira. Com a venda de nossa participação de 10% no Bloco BM-S-8 para a Statoil, já recebemos US\$189 milhões ao final de dezembro de 2017, e um segundo pagamento do valor de US\$45 milhões será recebido ainda neste primeiro semestre de 2018, após a assinatura do contrato de partilha da área adjacente ao Bloco BM-S-8.

O pagamento remanescente representando 38% do valor de compra será devido à QGEP após a assinatura do contrato de individualização da produção ou unitização destas duas áreas, que deverá ser realizado ao longo provavelmente de 2019.

Como eu comentei no início do nosso *call*, a entrada destes recursos em caixa juntamente com os valores recebidos em nossos contratos de *farm-out* nos deu a oportunidade de rever os programas de alocação de capital para a companhia para incluir um dividendo especial graças a uma redução significativa de nossos compromissos financeiros futuros, e com isto, a administração propôs dividendos totais de R\$ 400 milhões ou R\$ 1,54 por ação, sempre levando em conta nossos compromissos futuros e eventuais oportunidades de melhoria do nosso portfólio.

Já nós habilitamos para a nova rodada da ANP em março deste ano, e, embora na rodada de junho deva exigir maiores volumes de investimentos, estamos abertos para participar dentro de um percentual menor e cabível para o nosso tamanho em conjunto com outros *players* de maior porte da indústria de petróleo.

Além disto, estamos muito entusiasmados com os ativos exploratórios da Bacia de Sergipe-Alagoas em parceria com as companhias já citadas, e queremos estar preparados para qualquer necessidade de aceleração no cronograma de perfuração.

Uma vez que tenhamos decidido sobre nossa participação nos leilões programados para este primeiro trimestre pela ANP, poderemos avaliar ainda uma segunda potencial distribuição extraordinária, garantindo que não haja comprometimento em nossa posição financeira e nem de nossos planos de investimento futuro.

Podemos resumir então que estamos bastante ansiosos e bastante esperançosos de um crescimento controlado e bem planejado e com avanços para este ano de 2018. Acreditamos também que a QGEP está muito bem posicionada e preparada para um crescimento no longo prazo.

No slide 13 vocês podem ver as vantagens estratégicas que nos diferenciam como sendo uma empresa de médio porte no Brasil. Somos uma empresa financeiramente sólida e com histórico de operação eficiente, possuímos relevante competência técnica interna na companhia, que nos qualifica como operadora A no Brasil de fato, e com uma estratégia de contínua otimização do nosso portfólio para expandirmos a nossa base de ativos.

Com isso, finalizo minha apresentação e vamos abrir para iniciar a sessão de perguntas e respostas. Muito obrigado.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: 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 2.

Nossa primeira pergunta vem de Bruno Montanari, Morgan Stanley.

Sr. Bruno: Boa tarde, obrigado por pegar a pergunta. Só uma pergunta. Lincoln, em termos de alocação de capital...

Operadora: Com licença, Sr. Bruno, o senhor pode, por favor, remover o aparelho do viva voz?

Sr. Bruno: Perdão.

Operadora: Obrigado.

Sr. Bruno: Lincoln, em termos de alocação de capital, bem interessante a distribuição de dividendos, que já estava bem que telegrafada, mas, além de investir no portfólio exploratório que vocês já apresentaram, a companhia ainda identifica alguma oportunidade dentro do programa de desinvestimento da Petrobras em áreas talvez de águas rasas ou até águas profundas de porte menor?

E, aproveitando também para fazer uma segunda pergunta, dentro do consórcio de Atlanta, qual que é a posição da companhia em relação à Dommo hoje? Obrigado.

Sr. Lincoln: Grato, Bruno. Muito obrigado pela pergunta. Sim, de fato, Bruno, a Petrobras tem um programa bastante aguerrido agora de desinvestimentos, parece que estão voltando, eles fizeram algum tipo de travamento aí do início quanto ao processo, parece que eles estão voltando agora.

Daquilo que nós já vimos, vimos inclusive nos *teasers* da Petrobras e sobretudo na mídia, a Petrobras ela se caracterizou, produz (até o momento, né, do que a gente observou) ela se capitalizou por estar com ou projetos em terra, que têm obviamente um incremental de produção ainda pequeno e que é muito dirigido para companhias pequenas, de baixo custo, focadas em terra e que, portanto, não fez muito nosso sentido ainda, nós tomamos uma decisão de estar em água profunda porque a gente vê o grande mérito para o país hoje

ainda em água profunda, sem falar do pré-sal, e portanto aquilo que veio de terra, que é basicamente um incremental, não está muito no nosso portfólio. Nós teríamos que aumentar muito o tamanho da companhia para poder sustentar uma operação desta. Então, terra realmente não nos faz sentido.

Água rasa é uma área que também tem a mesma característica que tem terra, são áreas incrementais e que têm uma produção hoje pequena, com grande produção de água, e malgrado algumas notícias de jornal, eu reforço que isto eu vi no jornal, de que a companhia ficaria responsável pelo abandono é um ponto importante porque um dos efeitos que não nos efetivou a estar nestas áreas é porque são áreas que deverão ter um custo de abandono bastante grande. Mas, de qualquer maneira, eles não fazem ainda muito sentido em termos de o quê que eles podem trazer de volume produzível para a nossa companhia.

Nós tomamos uma decisão, estamos bem calçados na parte de água profunda e nós estamos tentando, na verdade, permanecer nesta área em uma forma de diminuir um pouco destas... sem dúvida tem não só compromissos, mas tem um aspecto operacional importante de estar perto destas companhias que, assim como nós, também têm condição de ir para frente. A gente preparou a companhia para eventualmente estar operando nesta área. Hoje a QGEP pode operar, mas sendo uma companhia de maior músculo, sem dúvida faz todo o sentido para gente que eles estejam lá.

Então, está faltando ainda (e eu espero que um dia venha) são aqueles projetos médios da Petrobras, ou que estão em produção ou perto de estarem em produção, mas que tenham uma produção que seja razoavelmente de porte para que a gente possa, de fato, vir a se interessar.

Hoje em dia são ou um extremo, que precisa de muito dinheiro (por exemplo, aconteceu e deve estar acontecendo em Marlim, onde há um projeto muito grande de substituição de FPSOs, de reperfuração de poços e etc. que não estaria dentro do nosso bolso), ou estas áreas que já estão em fase final de produção e que não cabe muito bem na estratégia da companhia. Então, esta é a situação que a gente vê o processo de Petrobras, que ainda vai perdurar por algum tempo.

Com relação à Dommo, na verdade, a Dommo continua como participante do bloco que nós estamos, mas a QGEP e a Barra já suportaram essa companhia com cerca de R\$ 150 milhões relativos aos 40% que eles têm de participação aqui, e agora nós estamos aguardando uma decisão do tribunal arbitral sobre a expulsão da Dommo do Bloco BS-4, nos termos dos acordos que nós temos do consórcio, são acordos privados.

Trata-se de um procedimento confidencial e a companhia vai se manifestar na medida em que houver uma decisão relevante deste tribunal com relação a este termo. Mas é essa a situação em que hoje se encontra a Dommo dentro do nosso consórcio, ok, Bruno?

Sr. Bruno: Excelente. Obrigado, Lincoln.

Sr. Lincoln: De nada.

Operadora: Próxima pergunta, Gustavo Alevato, Santander.

Sr. Gustavo: Boa tarde, Lincoln. Eu tenho três perguntas bem diretas. A primeira é se pudesse dar um *update* de potenciais *farm-outs* adicionais. Vocês estão olhando outras oportunidades além daquelas anunciadas no fim do ano, ou vocês já estão satisfeitos com que foi concluído?

A minha segunda pergunta, voltando à pergunta anterior da alocação de capital, hoje o foco da companhia vocês começaram a olhar ativos em produção também ou o foco continua sendo ativos exploratórios?

E, por último, em relação ao pagamento do dividendo, o anúncio de dividendo adicional de R\$ 400 milhões, ficou claro para mim quando que vai ser pago este dividendo. Você tem... pode dar esta informação se for possível? Obrigado.

Sr. Lincoln: Gustavo, eu vou passar aqui para o Mendes, ele pode dar um pouco mais de detalhes para você. Mas eu entendi que você quer saber como é que a gente vai voltar com os nossos ativos para *farm-out*, é isto?

Sr. Gustavo: Não, não, desculpa. Talvez não ficou clara pergunta, Lincoln. É se eventualmente algum programa de *farm-out* adicional de vocês aí, que vocês estejam olhando outros ativos que vocês têm dentro do portfólio de vocês, vocês continuam analisando oportunidades ou aqueles *farm-out* que vocês anunciaram no fim do ano passado já concluiu todos os objetivos da companhia?

Sr. José Milton Mendes: Gustavo, é Mendes aqui. Em relação à *farm-out*, a gente já tinha divulgado anteriormente a continuidade do processo de *farm-out* para os nossos blocos de Foz e PAMA. A primeira fase do *farm-out* ainda não estava com todo o dado da sísmica, principalmente em termos de volumes e análise de atributo, e isto vai estar sendo finalizado até agora no final de março. Então, a gente espera que ao longo de abril a gente já esteja na segunda fase do *farm-out* do nosso bloco de Foz e PAMA, agora já com a avaliação mais adiantada em termos do potencial, em termos da análise de atributos.

Nós já temos recebido diversas manifestações de empresas para a participação desta segunda rodada dos *farm-outs* de Foz de PAMA.

Em relação a outras oportunidades, é uma coisa recorrente, a gente está permanentemente avaliando as oportunidades, seja através de *bid*, seja através de *swap* de área com outras companhias. É um processo comum em qualquer atividade de exploração em qualquer companhia. A gente está permanentemente avaliando oportunidades, sendo convidado por outras empresas para ver oportunidade na área de exploração, é uma atividade corriqueira na exploração, ok?

Sr. Lincoln: Bruno, eu vi que a sua segunda pergunta, quanto à alocação de capital, produção versus ativo, viu, Gustavo, e a coisa é o seguinte: A gente olha, sim, alocação de capital, a gente gostaria de poder ter uma diversificação. Nós estamos sempre procurando esta diversificação das nossas fontes de receita. Isto não há dúvida, é isto que tem levado a gente também a buscar algumas áreas que a gente possa antecipar um pouco de produção. Nós estamos preocupados e focados em tentar antecipar um pouco. Manati deverá produzir até 25, 26 e etc., Atlanta entra agora, depois nós vamos ter que tomar uma decisão em 2019 com relação ao *full development*, mas que só será totalmente implementado em provavelmente no início de 21.

A gente procura cobrir um pouco desta curva com algumas outras áreas, só que nós não conseguimos, de fato, identificar no mercado alguma coisa que venha antecipar um pouco esta produção. Tudo o que nós vimos e que estaria dentro da nossa capacidade, sobretudo financeira, ela ou é de tamanho muito pequena, como eu respondia à questão anterior aí ao Bruno do Morgan Stanley, ou ela é de muito grande porte e, portanto, ela não caberia no nosso processo.

Algumas outras áreas que estiveram em *farm-out* nós chegamos a ver, inclusive de grandes companhias que estão no mercado, mas elas tinham um grande problema: Elas cabiam em termos de *upfront* de dinheiro, mas elas tinham uma exposição financeira no abandono muito grande. Daquilo que nós vimos, a companhia deveria ficar responsável pelo abandono e, portanto, esta é uma lógica que é basicamente financeira, não tem nem de estratégia, é basicamente financeira que nós vimos que não compensava.

Então, eu quero deixar bem à vontade para dizer o seguinte: Nós continuamos vendo alguma coisa de exploração, porque hoje tem conduzido muito a atividade aqui no Brasil, menos a Petrobras e algumas outras que fizeram algum movimento nesta direção, grandes companhias também. Mas, sem dúvida, qualquer oportunidade que a gente possa vir a ter e que possa reforçar a previsibilidade de geração de caixa, nós vamos avaliar, dentro das nossas possibilidades, sem dúvida nenhuma na alocação de capital. Não está totalmente fora não entrar em um projeto com um *working interest* que seja compatível, que esteja próximo a produzir ou que esteja em produção. O que nós não estamos muito enfocados é ativos que estão em fim de vida, isto é uma verdade.

Com relação à distribuição de dividendos, eu vou passar aqui para a Paula, que vai te dar os detalhes de como é que vai ser a mecânica desta distribuição, ok?

Sra. Paula: Oi Gustavo, bom dia, é Paula falando. Com relação aos dividendos, esta proposta vai fazer parte da proposta de administração a ser submetida à assembleia, à AGO. Esta proposta ela vai ser arquivada na sexta-feira, dia 9 de março, a assembleia é no dia 11 de abril e o pagamento se dá 7 dias úteis após a assembleia, no dia 20 de abril. A base de acionistas é a base da data de aprovação, que é a data da assembleia, dia 11 de abril.

Sr. Gustavo: Está claro, muito obrigado pelas respostas. Um abraço.

Operadora: Próxima pergunta, Julia Ozenda, UBS.

Sra. Julia: Oi, pessoal, obrigada pelo *call*. Sobre aquele comentário que tem no relatório de reservas de vocês comentando que os atuais poços de Manati não estão drenando todo o gás e aí que poderia ter talvez um novo poço a ser perfurado lá, eu queria, primeiro, saber se este é o motivo principal de ter caído a curva da GCA ano contra ano e alongado, né, e também saber se este poço já está sendo considerado nas estimativas de vocês, enfim, qual seria o custo disto.

E a outra pergunta é: Alguns meses atrás a gente conversou, vocês tinham mencionado que o desconto para o óleo de Atlanta ele tinha caído se não me engano de uns de US\$ 18,00 por barril para algo mais próximo de 13. Aí, eu queria saber se, agora que vai começar a produzir, sei lá, se teve alguma outra melhora destes 13 para cá ou se vocês acham que pode, por mais que estejam nos 13 atualmente, tenha alguma perspectiva de melhora daí até o final do ano. Obrigada.

Sr. Lincoln: Julia, e Danilo vai responder em ambas as perguntas para você, tá bom?

Sr. Danilo: Bom dia, Julia. Vamos lá. Manati, a razão do decréscimo da produção na curva de produção fornecido pela Gaffney em relação a 2017 e do alongamento se refere principalmente à diferença entre o que foi previsto em 2017 e o que está sendo previsto agora. Como exemplo, em 2017 a curva prevista pelo 2P era uma produção de 5,4 milhões m³ em 2017 e 5,45 em 2018.

Ora, não realizamos isso em 2017, a realização de 2017 foi 4,9. A realização em 2018 está sendo de 4,8. Com uma reserva basicamente igual à do ano passado menos o que foi produzido, esta diferença do que ele previu o ano passado trazendo para 2018 ele considera que 2018 vai ser um ano de venda média de 4,8. Logo, este restante de gás que deveria ter sido produzido em 2017 e 2018 à projeção anterior o gás existe, está no reservatório, então ele alonga a curva de produção. Se você fizer a soma, a reserva é a mesma. Então, o prolongamento é simplesmente pelo fato de ele considerar que este ano nós vamos ter uma venda média de 4,8 milhões m³ por dia. Espero ter respondido a sua pergunta.

Quanto ao desconto do óleo de Atlanta da redução de 18 para 13, ele continua nesse entorno. Não vou dizer que é 13 porque nós não vendemos o óleo ainda, mas tive recentemente discussões com possíveis compradores e a estimativa é se manter neste entorno. Pode ser 13, pode ser 14, pode ser 12,5, mas se mantém ainda esta diferença basicamente resultante do maior preço de venda para óleos pesados na conjuntura atual, ok?

Sra. Julia: Tá ok, Danilo, obrigada. Só um *follow-up* na primeira. Nesta curva de produção está sendo considerado já a perfuração daquele poço adicional? Eu digo para Manati, tá.

Sr. Danilo: Não.

Sra. Julia: Não está, né?

Sr. Danilo: Não está. Não está considerado. Este poço estamos ainda em discussão com o operador e os outros sócios para a verificação da possibilidade desta perfuração para incluir a reserva que está aí que você está vendo, um pouco de 2P e 3P. Mas ainda está para ser tomada a decisão.

Sra. Julia: Está ok, obrigada. E qual seria o custo deste poço adicional?

Sr. Danilo: Ainda não foi avaliado. Estamos avaliando primeiro o estudo da sísmica para depois a gente fazer uma AFE do custo do poço.

Sra. Julia: Está ótimo, obrigada.

Operadora: Próxima pergunta, Vicente Falanga, Bank of America Merrill Lynch.

Sr. Vicente: Boa tarde, Lincoln, Paula, Danilo, Renata. Eu acho que a minha pergunta é mais voltada para Danilo de repente. Se você pudesse dar, Danilo, um *walkthrough* de quais serão os próximos passos quando vocês abrirem os poços em Atlanta. Vocês já esperam atingir os 10.000 barris por dia em cada um deles ou vocês vão abrindo aos poucos? Alguma estabilidade inicial esperada? Enfim, se vocês pudessem dar mais detalhes seria ótimo, obrigado.

Sr. Danilo: Ok. Atlanta. Pelo fato de estes poços já estarem perfurados e tudo pronto para a instalação, o que nós esperamos é: A partir da data de abertura do primeiro poço, levarmos aproximadamente sete dias a dez dias para que se estabilize todos os processos de produção, ou seja, sejam enchidos todos os vasos, sejam regulados todos os componentes de controle do processo, e, após esta estabilização, nós iremos abrir o poço totalmente para atingir os 10.000 barris por dia. Em sequência, abriremos o segundo poço, que também esperamos outro período de estabilização, mas provavelmente em 20 dias a 30 dias teremos os 20.000 barris por dia produzindo em Atlanta.

Então, o *ramp-up* será muito rápido, será basicamente o equilíbrio da planta de processo do FPSO, uma vez conseguido os parâmetros a serem estabelecidos, abrir totalmente.

Sr. Vicente: Ótimo, muito claro. Obrigado Danilo.

Operadora: As próximas perguntas foram enviadas por *webcast*. A primeira é de Eduardo Ribeiro, da empresa Fator:

“Pergunta para Sra. Paula: Uma vez com o petróleo acima de US\$60,00, o projeto Atlanta torna-se lucrativo e com geração de caixa positiva se autofinanciado? Podemos presumir que o terceiro poço será perfurado no quarto trimestre de 2017 e a produção no início de 2018?”

Sra. Paula: Bom-dia, Eduardo, obrigado pela pergunta. Bom, com relação ao terceiro poço, sem dúvida nenhuma o preço do óleo (e aí principalmente a estabilidade na previsão do óleo de longo prazo) ela é um fator importante para qualquer investimento que a gente faça no Campo de Atlanta. A decisão da perfuração do terceiro poço ela vai ser tomada após o início da produção do campo. Então, mais aí para o meio do ano/início do segundo semestre.

Para o caso de o consórcio decidir perfurar, o investimento seria feito no final de 2018 e a produção seria não em 2018, mas sim no início de 2019. Esta é a previsão que a gente tem hoje.

Com relação à autofinanciabilidade do projeto, na verdade, este é um projeto que ainda demanda alguns investimentos, principalmente para o definitivo. Então, sem dúvida a gente começa com um fluxo de caixa positivo, o que é bastante importante para o andamento do projeto e para as companhias envolvidas, mas ele é um projeto que ainda tem investimentos para frente, inclusive a perfuração do terceiro poço.

A gente acha que é muito provável que aconteça, e por esta razão ele está inclusive incorporado no nosso Capex divulgado para este ano. O valor que a gente divulgou de Capex de US\$70 milhões para a companhia ele já inclui a nossa participação no investimento deste terceiro poço.

Operadora: Próxima pergunta, Sr. Júlio César de Melo Rodrigues, autônomo.

“Quais vocês acreditam que sejam as principais oportunidades e pontos fortes da QGEP para 2018?”

Sr. Lincoln: Bem, Júlio, eu quero dizer para você o seguinte: A gente acredita muito na companhia e nós montamos uma companhia para poder estar, executar, trabalhar, operar e também ser sócia no cenário brasileiro. Então, a gente acredita que a companhia tem de fundamento muito bom, uma equipe muito boa, acostumada com o Brasil, de muita experiência e de bastante capacidade analítica, o que na nossa atividade é muito importante.

Então, eu acho que é um fundamento que a companhia adquiriu neste mês últimos talvez até 10 anos, até depois do IPO sobretudo, mas nos últimos 5 anos, mas um grande fundamento é esse: É a nossa capacidade de vir ser operador, formar consórcio, fazer parte de consórcios, ter alguns diferenciais que trazem as companhias e *newcomers* para conversar aqui com a gente, e isto demonstra que a companhia tem fortalezas bastante interessantes.

Isto eu diria que foi o nosso DNA: Uma companhia preparada para o ambiente de óleo e gás no Brasil e, sem dúvida nenhuma, uma condução financeira e de risco bastante controlada. Eu acho que esses pontos e olhando para o cenário passado no Brasil demonstram o quão importante é ter uma certa parcimônia e ter um processo de tomada de decisão e alocação de capital em áreas que são de risco. O passado mostra o que aconteceu com algumas outras companhias.

Porém, eu diria para você que, com base em tudo isto, 2018 tem para nós muita significância em função da capacidade que nós temos de caixa, da posição muito consolidada e diria até diferencial que a gente tem em algumas bacias brasileiras, com entrada em produção de Atlanta, com o início efetivo da avaliação dos nossos blocos da bacia de Sergipe-Alagoas, isto tem, de fato, trazido uma certa estabilidade ou previsibilidade na produção de Manati, que tem sido a nossa vaquinha leiteira e que agora vai ter o auxílio também de Atlanta. Então, eu te digo que, mostrando pontualmente no ano tudo aquilo que a gente tem feito, eu acho que esse tem a chance de ser um ano importante, não só de virada em termos de receita, mas de virada de oportunidades que venham a acontecer.

Eu acho que nós conseguimos além de ter uma companhia com excelência operacional, ter uma companhia também com excelência de proposições, sob todos os prismas, sob ética, sob a parte educacional, sob a parte de meio ambiente, e isso tem nos feito uma não exceção, mas algo bastante diferenciado aqui e permitiu a gente criar algumas parcerias que julgamos muito importantes aqui para este ano, e que a idéia é ao longo de 2018 reforçá-la.

Nós não estamos e nem queremos ficar parados, mas queremos sempre seguir uma linha de controle operacional, de controle financeiro e de posicionamento sempre para o curto, médio e longo prazo. Até o momento nós temos conseguido e eu creio que, não só 18, mas 18 e 19 poderão ser anos de grande implementação de ações e de virada para a QGEP.

Operadora: Próxima pergunta, Sérgio Simon, investidor.

“Duas perguntas. Por gentileza, informem previsão de pagamento dos dividendos extraordinários. Segunda pergunta: Sobre o potencial segundo pagamento adicional de dividendo extra, comentem. Obrigado”

Sra. Paula: Bom dia Sérgio, é Paula falando. A primeira pergunta eu acho que já foi respondida sobre a data de pagamento, o que segue na proposta de administração para a aprovação na assembleia é um dividendo a ser pago no dia 20 de abril, 7 dias úteis após a aprovação da assembleia.

E com relação à segunda pergunta, do pagamento adicional de um dividendo extra, eu acho que mais uma vez isto faz parte da alocação de capital da companhia. A gente tem dois eventos importantes para acontecer este ano, que são as duas rodadas de licitação. A gente ainda está avaliando. Para a primeira rodada, a gente inclusive já se inscreveu para participar, a gente já está avaliando a nossa participação nestes dois leilões, e uma vez tomando esta decisão, a gente vai incorporar isto na nossa alocação de capital e no nosso planejamento financeiro, e em havendo excesso de caixa, a gente poderia considerar então novamente uma proposta de distribuição de dividendo adicional.

Neste momento, por estas razões, a gente não tem nem prazo e nem valor envolvido, é simplesmente uma possibilidade e aí dependendo basicamente das oportunidades que a gente veja no curto prazo para a companhia.

Operadora: Próxima pergunta, Sr. Antônio Whitpar.

“Este ano termina o incentivo da SUDENE que reduz o imposto de renda, o IR?”

Sra. Paula: Bom-dia, Antônio, é Paula falando. Este é um benefício que a gente originalmente obteve em 2008, ele tinha uma duração de 10 anos, então é a primeira vez que a gente aplicou para ter o benefício da SUDENE. Ele, sim, termina, este seria o nosso último ano para usufruí-lo. Contudo, considerando o investimento que a gente fez na estação de compressão de gás e, portanto, com uma expansão de capacidade de produção de Manati, este investimento ele foi prorrogado e ele hoje é válido até 2025.

Operadora: Com licença, lembramos que para fazer perguntas basta digitar asterisco um. Estrela um.

A próxima pergunta enviada pelo Sr. Eduardo Ribeiro, da Fator.

“Prezada Paula, parabéns pelo resultado. Uma segunda pergunta: O resultado do primeiro trimestre será impactado pelo recebimento da segunda parcela de recebimento de Carcará, no valor de U\$45 milhões? Perfeito?”

Sra. Paula: Bom-dia, Eduardo. Sim, sua pergunta procede. O recebimento da segunda parcela ele era condicionado à publicação no diário oficial da assinatura do contrato para a área externa de Carcará, o que aconteceu no início de fevereiro, e, sendo este o fato gerador, a receita vai ser considerada então no primeiro trimestre de 2018.

Operadora: Novamente, para fazer perguntas, basta digitar asterisco um.

Próxima pergunta, Bruno, investidor.

“Identificada esta possibilidade de pagamento adicional após as licitações, estes poderiam acontecer ainda neste ano ou apenas em 2019?”

Sra. Paula: Bom-dia, Bruno, Paula falando. Como eu comentei, a gente neste momento ainda não tem uma definição nem de valor e nem de prazo para um potencial pagamento de dividendo adicional.

Operadora: Novamente, para fazer perguntas basta digitar asterisco um. Estrela 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 Sr. Lincoln, pode prosseguir.

Sr. Lincoln: Obrigado a vocês aí e pela diversidade de perguntas que nos fizeram, e as perguntas refletem bem realmente a situação e obviamente também a alegria que a gente tem de poder estar com notícias tão boas para os nossos investidores. Eu renovo aqui meus agradecimentos e sempre lembrando que a nossa área de relações com investidores está à disposição de vocês para qualquer tipo de esclarecimento.

Eu acho que nós trouxemos muita coisa nova neste *call* de resultados com vocês e muita coisa ainda a ser provavelmente anunciada ao longo de 2018, e coisas boas. O ano está sendo bom, para o Brasil está sendo bom, para a indústria está sendo bom. Esperamos que este *trend* continuo, que esta vertente positiva continue acontecendo, e eu espero no ano que vem poder (ou no final do primeiro tri) vir aqui e renovar muito desta expectativa

positiva que nós estamos vendo para a nossa companhia, para a indústria e para o Brasil também.

Muito obrigado a todos vocês.

Operadora: A audioconferência da QGEP está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham uma boa tarde.