

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP** para discussão dos resultados referentes ao **Primeiro Trimestre 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. O *replay* desse evento estará disponível logo após o seu encerramento por um período de uma semana.

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 mais uma vez obrigado por estarem conosco hoje para a nossa primeira divulgação do ano de 2017.

Eu vou começar a minha apresentação passando a vocês uma visão geral do ambiente macro econômico e regulatório do país, em seguida quero passar uma atualização do status do processo de adequação do FPSO Petrojarl I e dos destaques dos resultados do primeiro trimestre, a Paula vai falar mais detalhadamente dos números e depois eu volto para fechar a apresentação com comentários sobre os outros nossos ativos.

Vamos começar no slide 2. Após dois anos seguidos, estamos percebendo as primeiras evidências de que a recessão no Brasil possa ter ficado para trás, pois já está começando a se manifestar sinais de recuperação econômica desde o quarto trimestre de 2016, com destaque para a queda drástica dos índices de inflação com a consequente queda nas taxas de juros.

As expectativas de crescimento do PIB para o ano, embora ainda discreto, também são animadoras. Ainda há muito o que acontecer do ponto de vista econômico e muitos indicadores ainda não demonstram esta melhoria, como, por exemplo, o desemprego.

Nós aqui da QGEP, apesar de tudo isto, não sentimos ainda esta melhoria refletida na demanda de gás e consequentemente na produção. Porém, as expectativas são de aumento no segundo semestre deste ano.

Em Manati, a capacidade de produção segue em 6,0 milhões/m³ por dia e estamos preparados para atender uma retomada da demanda no mercado local assim que isto ocorrer e com isso melhorar a nossa rentabilidade.

Em paralelo, com a melhora das condições econômicas, houve também proposta de mudanças regulatórias que terão importantes implicações no setor de óleo e gás no Brasil. Estas mudanças incluem, entre outras: alterações na lei do conteúdo local, extensão do Repetro e outras iniciativas que têm o potencial abrir os mercados brasileiro para os grandes *players* globais, e também nos dá e dará a oportunidade de se estabelecer novas parcerias com algumas destas empresas.

Vale lembrar que o preço do barril de petróleo retornou a um patamar de US\$50,00 o barril neste trimestre; uma valorização significativa em relação ao primeiro trimestre de 2016. Outro importante ponto neste trimestre foi a definição pela ANP das datas das próximas rodadas de licitação para este ano e em 2018. Sobre estes assuntos, falarei em maior detalhe na segunda parte da minha apresentação.

Vamos agora para o slide 3, que traz os destaques deste trimestre de 2017. Sobre os resultados do primeiro trimestre, eles vieram em linha com nossas expectativas e refletem a continuidade da tendência que vimos ao final de 2016.

A produção diária em Manati foi de 4,2 milhões/m³ ainda em função da desaceleração econômica na região Nordeste do Brasil. A receita e o Ebitdax refletem esta menor produção, enquanto o lucro líquido se beneficiou do aumento da receita financeira.

Também está em andamento o processo de *farm out* nos ativos da margem equatorial e da bacia de Sergipe-Alagoas e estamos satisfeitos com a resposta que temos recebido, esperando uma conclusão neste processo no terceiro trimestre deste ano.

Em relação ao Campo de Atlanta, o trabalho de adaptação do FPSO Petrojarl I segue evoluindo, já superamos as questões técnicas que foram identificadas e o navio continua programado para chegar no quarto trimestre deste ano com primeiro óleo previsto para o início de 2018.

Vale lembrar que já temos contrato assinado com a Shell para a comercialização desta produção do sistema de produção antecipado do Campo de Atlanta.

Dito isto, passo agora a palavra à nossa CFO, a Paula Costa Côrte-Real, que irá discutir em mais detalhe os nossos resultados operacionais e financeiros, e eu volto em seguida.

Sra. Paula Côrte-Real: Obrigada Lincoln, e obrigada a todos por estarem conosco hoje. Seguindo o que o Lincoln já mencionou, no geral, os nossos resultados vieram em linha com nossas expectativas; nossa posição financeira permanece saudável e terminamos o trimestre com caixa e equivalente de caixa da ordem de R\$1,4 bilhão, equivalente a R\$5,03 por ação da companhia.

Vamos então para o slide 4. No Campo de Manati, a produção de gás atingiu 4,2 milhões/m³ por dia neste primeiro trimestre; nível semelhante ao final de 2016. Esta tendência recente de níveis menores de produção se deve à queda da demanda refletindo a persistente desaceleração econômica na região Nordeste do país, onde o campo está

localizado. Quando comparado ao primeiro trimestre de 2016, a produção reduziu 30%. Vale lembrar que a produção naquele trimestre foi de 6,0 milhões/m³ por dia, já que a planta retornou a esta capacidade com a entrada em operação da estação de compressão de gás no ano anterior. Mesmo com níveis de produção mais baixos, o Campo de Manati ainda gera sólido fluxo de caixa para fazer frente às atividades da companhia.

Seguindo para o slide 5, vemos que a queda na receita no primeiro trimestre de 2017 em comparação com mesmo período de 2016 foi de 26%; refletindo o efeito combinado da queda da produção de gás parcialmente compensada pelo reajuste contratual de preços.

Passando agora para os custos no slide 6, durante o trimestre, os custos operacionais totais reduziram 8% em relação ao mesmo período do ano anterior. Parte da redução decorre da menor produção de gás, já que custos como *royalties*, participação especial, depreciação e Pesquisa e Desenvolvimento tendem a acompanhar o comportamento da receita do campo.

O custo mais elevado de manutenção na comparação anual se deve à pintura e manutenção da plataforma de Manati, iniciadas no segundo trimestre de 2016. Como forma de otimizar os custos futuros de manutenção do campo, o consórcio optou por aproveitar a presença da balsa em Manati para iniciar a atividade de inspeção de *risers*, incrementando os custos estimados para 2017 de R\$8 milhões para R\$12 milhões.

Vale destacar também a redução dos gastos exploratórios para R\$6 milhões ante a R\$9 milhões no primeiro trimestre de 2016 devido a menores gastos com aquisição e processamento de dados sísmicos no período.

Em seguida, no slide 7, vamos olhar as nossas despesas gerais e administrativas. Neste período de queda de demanda e menor produção, continuamos empenhados em controlar as nossas despesas e otimizar todos os custos. O nível menor de atividade nos blocos por nós operados levou a um aumento das nossas despesas de G&A líquidas no período.

No slide 8, apresentamos a rentabilidade no trimestre. Embora o Campo de Manati seja de alta rentabilidade para a QGEP, o EBITDAX caiu 45% neste período quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Novamente, o principal fator foi a menor produção de gás natural.

Outros fatores que contribuíram para isto foi o aumento das despesas gerais e administrativas e o aumento nos custos de manutenção não recorrentes relacionadas à pintura e manutenção da plataforma de Manati, que serão encerrados ainda em 2017.

Geramos lucro líquido de R\$43 milhões no trimestre; queda de 8% em relação ao mesmo período do ano anterior. A menor receita operacional foi parcialmente compensada por uma receita financeira de cerca de R\$20 milhões. Em contrapartida, os resultados do primeiro trimestre de 2016 haviam sido impactados por uma despesa financeira de R\$13 milhões. Esta variação é reflexo principalmente da variação cambial referente à cada período.

Vamos agora para o slide 9, trazendo mais dados sobre o nosso CAPEX futuro. Durante o primeiro trimestre, foram gastos US\$7 milhões, dos quais mais de 5 milhões foram alocados ao Campo de Atlanta.

Neste slide, mostramos a abertura do Capex planejado para este ano e para 2018. Para 2017, estimamos US\$70 milhões de Capex; valor 32% superior a 2016. O aumento de

US\$38 milhões está relacionado aos custos que estamos direcionando para a conclusão do sistema de produção antecipada do Campo de Atlanta.

Mais uma vez, este ativo será responsável pela maior parte dos nossos investimentos. Planejamos usar os recursos restantes em nosso portfólio de exploração com um aumento de 20% em relação a 2016. Estes recursos serão direcionados principalmente ao bloco BM-S-8 e ao pagamento final de sísmica para os blocos das bacias do Ceará e de Pará-Maranhão.

Em 2018, US\$14 milhões estão programados para o desenvolvimento do Campo de Atlanta, incluindo o orçamento previsto para a perfuração de um terceiro poço de produção, e US\$44 milhões para o nosso portfólio exploratório.

Com isto, volto agora a palavra ao Lincoln para algumas observações, e em seguida abriremos para as perguntas.

Sr. Lincoln: Obrigado Paula. Vamos então para slide 10, falar um pouco do nosso portfólio. Com relação à Manati, vale destacar a capacidade de produção mantida em 6,0 milhões/m³ por dia de gás pronta para atender um potencial retorno da demanda na região Nordeste do país.

Destaco também a relação recente da Gaffney & Cline Associates com certificação reservas 2P para 100% do campo de 9,4 bilhões/m³ de gás natural, sendo 4,2 bilhões/m³ para a QGEP, e 1 milhão de barris de condensado, aproximadamente para 100% do campo. Estes valores estão em linha com a certificação de reservas referentes ao final de 2015 considerando a produção no período.

Com relação à Atlanta, como já falamos, a chegada do FPSO está planejada para o final do ano e o primeiro óleo para o início do ano que vem.

Focando agora um pouco e nosso portfólio de exploração, no ano passado estabelecemos as bases para posicionar a empresa para o médio e para o longo prazo, agora detemos 100% dos blocos das bacias de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, adquiridos na décima primeira rodada de licitação, bem como os dois blocos que adquirimos na décima terceira rodada de licitações da ANP na bacia de Sergipe-Alagoas em 2015, e aonde somos operadores.

Em função do aumento da exposição nestes blocos, começamos um processo de *farm out* no ano passado e ficamos bastante otimistas com o interesse demonstrado pelo mercado em relação a este processo. Como resultado, esperamos que a definição deste processo pode estar concluída até o terceiro trimestre deste ano.

Com relação ao Bloco BM-S-8, onde temos a descoberta de Carcará, o início da perfuração do prospecto do pré-sal de Guanxuma está programado para o quarto trimestre deste ano, enquanto que os testes no poço de Carcará Noroeste devem começar no início do ano que vem, como indicado pelo operador destacado.

Agora vamos para o slide número 11, para comentar sobre as mudanças recentes aprovadas para o setor de óleo e gás. A ANP definiu as datas das próximas rodadas de licitação para os anos de 2017, 18 e 19.

Neste ano, em outubro, teremos a segunda e a terceira rodada sob regime de partilha da produção, incluindo as áreas unitizáveis de campos do pré-sal. Em setembro está programada a décima quarta rodada no qual serão ofertados 287 blocos das bacias

sedimentares marítimas em Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas, e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, totalizando uma área de mais de 122 mil km², portanto, bastante promissor quanto à disponibilidade de blocos.

Em 2018 e 19, teremos a quarta e quinta rodadas de licitação no regime de partilha de produção, e a décima quinta e a décima sexta rodadas de licitação de blocos, permitindo, assim, uma extrapolação de uma previsibilidade quanto aos aspectos estratégicos desta participação já que temos um calendário bastante bem definido sobre licitações para o Brasil.

O principal destaque do trimestre diz respeito às novas regras aprovadas para o conteúdo local nas próximas licitações, que agora são determinadas pelo governo e com números mínimos, mais compatíveis com a capacidade da indústria no Brasil e não sendo mais também um fator de *bid*.

Nas áreas terrestres, a fase de exploração e desenvolvimento terá a cota obrigatória de 50% de componentes nacionais, nos blocos *offshore* para a fase exploratória estes números serão de 18% para exploração e para o desenvolvimento de produção, 25% referente à construção de poço, 40% para o sistema de coleta e escoamento e novamente 25% para unidades estacionárias de produção. Lembro novamente que estes são números mínimos. Estes novos índices vão valer para os dois leilões previstos para setembro e outubro.

Outra importante mudança é de que não haverá *waver* para as multas de não cumprimento do conteúdo local, e que deverá sem dúvida ter que levar em conta para as apostas que serão feitas.

Além da nova regra de conteúdo local e a breve definição da extensão do Repetro, muito esperada pela indústria, houve a recomendação do CNPE para que todos os blocos adquiridos na décima primeira rodada de licitação tenham o período de contrato estendido por dois anos, e estamos esperando para breve também esta decisão da ANP.

Entendemos que estas mudanças são extremamente positivas e relevantes para a indústria e para o país, com a atração de diversos *players* globais.

Indo para o último slide e para fechamento, podemos dizer que seguimos bem posicionados para crescer. Enquanto esperamos por contribuições de outros ativos da carteira, o Campo de Manati continua sendo uma fonte valiosa de receita e previsível com EBITDAX e fluxo de caixa para nós.

Encerro aqui esta breve apresentação agradecendo mais uma vez a todos vocês e estamos à disposição para responder às perguntas. Por favor, operadora.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Obrigada. 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 André Hachem, Itaú BBA.

Sr. André: Bom-dia. Obrigado pelas perguntas. A primeira pergunta é em relação ao sistema definitivo de Atlanta. Dado toda mudança no cenário de petróleo de quando vocês começaram o projeto para o cenário atual, ainda é o mesmo sistema que vocês estão prevendo ou existe alguma possibilidade de revisão neste sistema?

A segunda pergunta, ainda em relação à Atlanta, seria em relação à OGX: O que que vocês estão vendo como possíveis soluções para resolver este imbróglio? E vocês teriam interesse em efetivamente aumentar a sua exposição ao aumentar a sua participação em Atlanta? Obrigado.

Sr. Lincoln: Ok André. Olha, eu vou começar pela segunda pergunta e o Danilo vai te dar elementos para o sistema definitivo de Atlanta em função desta revisão que você pergunta.

A OGX, de fato, tem sido obviamente um problema que nós temos já demonstrado várias vezes e etc., mas eles estão num processo, que eu espero que esteja nos seus estertores, de venda. No final do ano passado, eles começaram um processo para vender através de um *broker* que fez vários convites, nós estamos participando disto através de algumas apresentações, não é um *data room*, mas uma apresentação feita por nós, pelo nosso pessoal, que continua estudando o ativo Atlanta, continua com a melhoria contínua, continua levantando hipóteses e soluções potenciais para o sistema, mesmo para o sistema definitivo como para o sistema hoje que já está quase que totalmente implantado, aguardando só o FPSO.

Então, a gente espera que eles consigam fazer (se não uma venda total) uma venda parcial como está preconizado no prospecto da recuperação judicial deles. Então, estão indo, houveram interessados, esta é uma... a continuidade disto obviamente é com eles, mas, como nós participamos no início deste processo, a gente espera que eles consigam vender.

Esta é a melhor solução que nós vemos hoje, é que eles façam esta venda e que nos permita não ter que fazer uma escalada em termos de Atlanta. Não porque o ativo não mereça, mas simplesmente porque a gente continua com uma política estabelecida já há algum tempo de diversificação de nossas receitas, e é isto que a gente procura vir a fazer.

No limite, isto poderia acontecer, mas não é o que nós buscamos e não é também o que a própria OGX está tentando, que é esta venda e conseqüentemente equacionar o *default* que eles têm com a gente e dar um pouco mais de visibilidade para a continuidade da companhia.

Então, é assim que a gente está enxergando hoje este processo da OGX e estamos confiantes (eu poderia até dizer a você) que eles consigam fazer esta diluição da participação deles no Campo de Atlanta, ok?

Eu passo aqui para o Danilo agora, que fala um pouquinho com você a respeito disto e destas modificações de preço de óleo e etc. com relação à OSD.

Sr. Danilo: Bom dia, André. Lembrando, o plano de desenvolvimento de Atlanta é datado de 2012 e nele constava o sistema antecipado com dois ou três poços e um sistema definitivo com doze poços. Este plano de desenvolvimento, apresentado e aprovado pela agência, ele foi construído num cenário de Brent entre US\$80 e US\$100 o barril e não é nossa realidade atual.

Então, nosso sistema antecipado para dois ou três poços está mantido, nós fizemos todos os investimentos para este sistema, mas logicamente o sistema definitivo ele tem que

passar por uma revisão consonante com o preço do óleo vigente à época que tomarmos a decisão.

Então, o importante é que nós mantenhamos o VPL máximo e o sistema será definido em função do preço do óleo e aí definiremos o final número de poços que será contemplado.

Então, neste momento o sistema que está válido e aprovado na agência é o sistema com doze poços. À época de aplicação do CAPEX, por volta de 2019, será logicamente reavaliado e apresentado a todos.

Sr. André: Perfeito. Muito obrigado.

Operadora: A próxima pergunta vem de Felipe Santos, JP Morgan.

Sr. Felipe: Bom dia a todos. Só um *follow-up* da pergunta anterior. Dado este cenário que a gente está agora de óleo bem mais baixo e até potencialmente mais baixo, qual seria a flexibilidade de vocês de até postergar o sistema preliminar que começa no começo do ano que vem e partir para alguma outra solução, não sei, mais barata ou mais... reduzindo o custo para você partir com o sistema definitivo em Atlanta? Esta é a primeira pergunta.

A segunda pergunta é sobre Carcará e sobre Guanxuma. O consórcio já contratou a sonda para fazer a perfuração, começar a perfuração no final do ano e também a sonda para fazer o teste ano que vem? Como é que está esta negociação? Obrigado.

Sr. Lincoln: Bom dia Felipe, obrigado aí pelas perguntas e pela presença. Olha, com relação a esta dinâmica de preço, o contrato que nós temos hoje ele é um contrato de 5 anos, ele permite, então, a gente ter esta flexibilidade de regular a nossa produção ou o custo ou eventualmente a mudança para o SPA ao longo destes 5 anos. Não tem, em princípio, nenhum problema que o contrato com a sonda, com a FPSO que nós temos, é para 5 anos.

A gente sempre fala em 3, 3 anos e meio porque, em tudo dando dentro dos conformes que a gente tem e o óleo ficando a um determinado preço, sem dúvida faz todo o sentido fazer um *upgrade* para o sistema definitivo.

Quando a gente fala em sistema definitivo (e o Danilo já expressou isto), o preço do óleo vai ser importante. Hoje está em doze (pode até ser menos poços inclusive, está certo?) e nós temos a possibilidade de, mesmo com este sistema de 30.000 barris, substituir poços. Nada impede que, em uma necessidade de manutenção por questão de preço destes custos porque sabidamente o custo do SPA é menor do que no sistema definitivo, nós podemos substituir poço simplesmente levando em consideração a perfuração e completação de um outro poço para manter a produção e outra posição de campo.

Então, este desenho ele está desde o início deste sistema, ele já foi preconizado desta forma, por isto que nós não chamamos num teste de longa duração mas já no sistema piloto, porque permite esta flexibilidade em relação até ao próprio desempenho do reservatório, *flow assurance* e obviamente este aspecto econômico mais importante, que é o preço do óleo.

Então, a gente está bem confiante nesta robustez econômica, ainda que amplie um pouco mais, sem dúvida, a recuperação dos investimentos que foram realizados até então, tá bom?

Com relação à Carcará e Guanxuma, isto é algo que está certo ao operador, e a gente já sabe que o operador está buscando isto obviamente no mercado, mas o status eu não posso dizer como é que está agora até porque a Statoil, como grande operadora, ela tem outros ativos que ela opera no Brasil, e eu não tenho uma procuração para falar isto, mas ela provavelmente está procurando uma sonda que possa e que tenha um contrato elástico o suficiente para que ela possa operar em outros blocos dela.

Então, a gente sabe que há iniciativas, mas ela tem um tempo prudencial dado a grande oferta que existe deste equipamento no mercado hoje em dia. Mas a data está mantida para começar no quarto trimestre deste ano, salvo outras coisas que possam acontecer, como aconteceu agora esta liminar, que já foi cassada inclusive pelo Ministério e que, portanto, ela poderá voltar a todo vapor a olhar os aspectos operacionais para a perfuração do Campo de Guanxuma, do poço de Guanxuma.

Sr. Felipe: Entendi, Lincoln. Obrigado. Deixa eu fazer só um *follow-up* em relação à primeira pergunta ainda. Então, dado o preço do petróleo, você pode até estender este contrato com a Teekay e fazer... e estender este sistema antecipado por um período maior e eventualmente nem chegar a ir para o sistema definitivo ou isto não está em cogitação? Vai passar por um sistema preliminar depois definitivo? Como é que é a cabeça de vocês em relação a isto?

Sr. Lincoln: Sem dúvida o comportamento do reservatório, *flow assurance* e sobretudo o preço do óleo vão fazer a diferença. Estes três elementos vão definir o que nós vamos fazer.

Como nós temos contrato de 5 anos, nos dois primeiros eles serão respondidos em tempo muito menor do que os 5 anos, então nós já vamos ter estes elementos já a partir do primeiro... entre o primeiro e o segundo ano nós vamos ter a confiança com o *track record* da produção para definir qual poderá ser a produtividade de cada poço ao longo da sua vida útil.

A única variável que, então, vai entrar será o preço do óleo, e aí sim uma das circunstâncias pode se estender este contrato ou, a depender deste preço obviamente e tem várias modelagens para isto, a gente poderia estar pensando num FPSO maior, porque este FPSO tem uma capacidade limitada ali em torno dos 30.000 barris de produção diária.

Então, estas hipóteses estão... mas a nossa principal hipótese não é esta não, é que a gente eventualmente venha com uma FPSO podendo até ter uma FPSO menor do que aquela preconizada entre 60 e 80 mil barris. Por exemplo, ir para uma FPSO de 50 mil que seria, então, compatível com a contratação de mais três ou quatro poços.

Sr. Felipe: Perfeito. E uma última pergunta se me permitir, qual é a estimativa de vocês de *breakeven* para o Campo de Atlanta agora?

Sra. Paula: Continua sendo (Felipe, é Paula falando) continua sendo a mesma, para o sistema de produção antecipado fica aí em torno de US\$45,00 mais ou menos o Brent e aí em cima disso a gente tem descontos e custo operacional do campo, e para o definitivo, considerando... perdão, e quando a gente inclui o terceiro poço, isto cai para US\$37,00 o preço do Brent.

O definitivo eu acho que aí vai depender um pouco do desenho, né, que é o que o Danilo colocou aqui e o Lincoln também reforçou, que é algo que está sendo estudado com este novo cenário de óleo.

Sr. Felipe: Tá bom, entendido. Perfeito, obrigado.

Sra. Paula: De nada.

Operadora: A próxima pergunta vem de Luiz Carvalho, banco UBS.

Sr. Luiz: Oi Lincoln, Paula, Danilo, tudo bem? Eu tenho também algumas perguntas aqui. Primeira em relação à Carcará, como vocês colocaram, Lincoln, já está tudo bastante definidinho aí para o leilão que vai acontecer este ano e, até do ponto de vista de caixa de vocês, vocês colocam que vocês têm aí uns dois anos ou no mínimo dois anos que cobre os investimentos que vocês precisam fazer.

Eu queria saber qual é o estudo que vocês estão fazendo para entrar ou não neste *bid*. Logicamente esta é uma conversa que vai começar por agora dado que o leilão vai ser em setembro, então a gente está falando em quatro meses daqui para lá. Eu queria saber qual é o interesse da companhia em principalmente aumentar a participação do lado de fora.

Segundo, em relação à Manati, e aí pode ser uma pergunta um pouco mais longa do ponto de vista de horizonte, mas dado que vocês atualizaram a curva e a reserva pela Gaffney & Cline, eu queria saber quando é que vocês vão discutir, começar a discutir Camarão Norte. Assim, a gente sabe que depois de 2020-21 e tal, mas, assim, quanto tempo vocês precisariam começar a estudar este processo para de fato decidir se vai em frente ou não?

E a terceira pergunta é em relação ao *farm out* que você colocou aí de alguns dos blocos que vocês adquiriram no passado. Só para entender, do ponto de vista de, vamos dizer assim, você até mencionou um cenário inicial, um melhor ambiente regulatório no Brasil, mas isto vale para todos os *players*, né, e isso tem sido, eu diria, capitaneado pela Petrobras, e eu queria entender como é que é a concorrência que vocês estão vendo de todos esses leilões que o governo está colocando agora, dos ativos que a Petrobras tem colocado à venda? Eu acho que isto dificultaria um pouco o processo de *farm out* para os ativos de vocês de uma certa forma. Obrigado.

Sr. Lincoln: Eu não sei se a pergunta sobre Camarão Norte, assim, é mais extensa ou mais rasa, mas eu passo para Danilo responder para você porque as outras duas se interferem, então depois a gente entra no Carcará e no *farm out*.

Sr. Luiz: Danilo, é só para saber quando é que vocês vão começa de fato a estudar a possibilidade de estender ou não e quanto tempo precisaria antes para a tomada de decisão, ou seja, quanto tempo você levaria para conectar de fato um reservatório ao outro.

Sr. Danilo: Ok. Camarão Norte atualmente ele perdeu muito interesse em função do próprio mercado de gás. Ele é uma reserva muito pequena e dois fatores são importantes para você determinar o desenvolvimento deste campo: É o preço de venda deste gás, porque ele não faz parte do nosso contrato de gás de Manati, e no momento qualquer discussão com qualquer *player* sobre o preço de gás quando há um excesso de oferta e uma demanda reprimida seria uma discussão num momento inapropriado.

Então, os consorciados, de ambos os lados que fazem parte da unitização, estão procurando pensar fora da caixa um modelo que valha a pena neste momento fazer esta unitização e o desenvolvimento de Camarão. Por enquanto, as discussões permanecem de ambos os lados, tanto do lado do consórcio de Manati quanto do proprietário da reserva do outro lado do campo. Então, por enquanto está em suspenso, não temos previsão de quando iremos concluir esta negociação, ok?

Sr. Luiz: Ok, claro.

Sr. Lincoln: Bom, muito bem Luiz. Luiz, as perguntas remanescentes eu gostaria até de voltar a te responder através da última, do *farm out*. Sem dúvida nenhuma, toda esta disponibilidade de áreas que estão sendo anunciadas pelo governo e eventualmente até algumas das condições mínimas, que não quer dizer que os blocos saiam nas condições mínimas, achamos até que não irão sair, né, irão sair com condições muito mais altas em termos de exposição financeira ou de *profit oil* em retorno para o governo e etc. dada a visibilidade que as áreas que têm, então todos estes anúncios sem dúvida trouxeram um pouco de concorrência, o da Petrobras também que, agora pelo que nós lemos, está sendo revisto quanto à forma de conduzir o processo de *farm out*, mas sem dúvida isto trouxe um pouco mais de concorrência para o *farm out* que nós estamos fazendo.

E também não é por outro motivo (podemos falar francamente para vocês) de que nós antecipamos um pouco este *farm out*. A nossa ideia inicial para este *farm out* até o terceiro tri do ano passado era fazer a sísmica, fazer a interpretação e depois fazer este *farm out*, inclusive Sergipe-Alagoas. Hoje nós estamos terminando a costa equatorial, a interpretação dos dados, ainda que não tenhamos recebido a parte final-final dos dados de Pará-Maranhão, ainda virão até o final deste semestre, mas nós já, com o que dispomos, nós começamos a fazer para, na verdade, nos anteciparmos um pouco aos leilões.

Os leilões vão ser em setembro e outubro, estavam previstos para junho e julho, adiaram um pouco em função dos últimos anúncios do governo. Então, nós nos antecipamos, reconhecendo que, sim, ele tem uma certa concorrência. Isto é sob o ponto de vista externo.

Sob o ponto de vista interno, o nosso processo de desenvolvimento ele é importante, aí sim, para a sua primeira pergunta em relação à Carcará ou até eventualmente outras áreas que estarão em disputa na décima quarta licitação por exemplo, que é pós-sal.

Hoje em dia (e não só isto, mas sobretudo, sobretudo), as discussões ainda estão começando quanto ao nosso posicionamento com os leilões, mas elas são muito dependentes dos índices, dos indicadores, não vou nem falar do sucesso, mas os indicadores que a gente obtenha neste nosso desinvestimento. Há claramente uma exposição para nós, é *over* daquilo que a gente pretendia em função das circunstâncias, da saída das companhias, e nós precisamos sem dúvida nenhuma nos desalavancarmos.

A depender de como venha este processo, que a gente tem visto com muito bons olhos dado o interesse de várias companhias, a gente então vai definir qual será a nossa posição em relação aos leilões, seja daquilo que é pré-sal, seja daquilo que é pós-sal.

O que a gente, no entanto, tem visto é que muitas companhias também resolveram se antecipar porque tem algo já preparado, conhecido, com níveis de mapeamento bastante já avançados (ainda que Sergipe não tenha 3D) e também não vão querer eventualmente entrar numa disputa por bônus ou por *commitment* e etc., que é o que os nossos blocos hoje detém de grande apelo. Nós temos que Sergipe-Alagoas um *commitment* praticamente muito baixo, sísmica na vai ser realizada no final deste ano, vamos nos adiantar, então esta flexibilidade tem um certo valor para as companhias também, e é isso que nós apostamos e é isto que a gente espera que venha a acontecer.

Então, não é o único elemento, nós temos que reconhecer isto, mas o êxito que venha deste leilão, desde que atinja os indicadores que nós estamos programando para isto, aí

então a gente vai pensar se a gente participa e como pode participar de um outro leilão deste.

Está no início porque muitas coisas não estavam definidas, semana passada é que nós vimos os valores, o conteúdo local, bônus e etc. que, ainda que sejam atrativos, são números bastante expressivos ainda para uma companhia como a nossa. Mas este é um processo que começa agora e também é dependente da conclusão deste *farm out* dentro dos parâmetros que foram estabelecidos pelo nosso Conselho.

Sr. Luiz: Tá. E aí só para entender então, nesta resposta, Lincoln, do ponto de vista de *timing*, dado que o leilão, por exemplo, de Carcará está marcado se eu não me engano para setembro, a gente está falando aí de talvez no resultado do segundo trimestre, quer dizer, lá para julho ou agosto você já tem que ter uma definição muito clara do desinvestimento para poder definir efetivamente se você vai ou não partir para uma aquisição.

Só por uma questão de *timing*, é mais ou menos isso? Quer dizer, 2-3 meses aí, né?

Sr. Lincoln: Isso, perfeitamente. Eu só quero te corrigir que o leilão de pré-sal segundo e terceiro será em outubro...

Sr. Luiz: Em outubro, desculpa, tá certo.

Sr. Lincoln: ... o de setembro é a décima quarta, mas que também tem obviamente algum potencial envolvimento, e é por isso que a gente tem acelerado um pouquinho e etc. para poder estar no primeiro tri com esta possibilidade de estar tomando já esta decisão, sem dúvida. Você tem razão quanto a isso, senão não dá tempo também, é verdade.

Sr. Luiz: Tá bom, fechado, obrigado. Obrigado pessoal.

Sr. Lincoln: Um abraço.

Operadora: Próxima pergunta Gustavo Alevato, Santander.

Sr. Gustavo: Bom dia. Eu tenho uma pergunta em relação à Atlanta, Lincoln. Vocês mencionam no *release* que estão em negociação com a Teekay. Você poderia dar algum detalhe, o quê que está em negociação ainda e se a expectativa do *first oil* lá em Atlanta, que estava marcado para começo do ano que vem, dada estas negociações pode ter algum tipo de atraso.

E a segunda pergunta está relacionada à Manati. Eu perdi o começo do *call*, vocês reiteraram um *guidance* de 4.9 milhões/m³ por dia de produção para 2017, só olhando a produção do primeiro tri, veio bem abaixo deste número. De onde que vai vir este crescimento de demanda para atingir este *guidance* deste ano? Obrigado.

Sr. Lincoln: A negociação com a Teekay tem sido intensa eu posso dizer a você, nós mesmos temos acelerado isto, a frequência e trocado os e-mails para acelerar, ela tem andado bem, está no caminho certo, não está totalmente resolvida, mas os principais pontos (e que nos debruçamos muito mais), que são os aspectos da engenharia, identificação a solução destes problemas, já estão muito bem encaminhados e pelo menos identificados e que a gente espera que com isso sejam resolvidos, e estamos terminando pouquinho mais a parte comercial e da parte do *wording*.

Eu tenho bastante confiança que a gente consiga já ter um resultado dentro deste mês com relação à assinatura desta nova versão do *charter*, onde acomoda então todas as nossas preocupações que a gente vinha mantendo com relação à chegada.

Mesmo assim, nós continuamos esperando a chegada para o quarto tri, para o finalzinho do quarto tri provavelmente, com o primeiro óleo em 2018. Estamos mantendo isto e esperamos que a gente possa concluir o mais rápido possível, certo?

Isto com relação a Teekay. Com relação à Manati, eu não sei se o Danilo tem alguma informação a mais aí, eu acho que sim e ele pode responder melhor para você, tá bom?

Sr. Danilo: Ok, nosso *guidance* de produção ou expectativa para 2017, 4,9 foi baseada em dois pontos: O primeiro, a média de produção de 2016; e o segundo é que nós temos um contrato firme com a Petrobrás onde ela se compromete a tomar um certo volume.

Mas, apesar da baixa média do primeiro trimestre, posso adiantar que o mês de abril e o mês de maio estão indicando crescimento bom, inclusive os últimos três dias a produção foi muito próxima de 6,0 milhões, então a gente acha que pode, sim, cumprir a meta em efetiva venda de gás, ok?

Sr. Luiz: Está claro, Danilo. Só se isso me permite um *follow-up* relacionado à primeira pergunta, esta renegociação com a Teekay pode envolver renegociação do valor lá que vocês acordaram lá atrás de US\$480 mil por dia ou aquele valor vai ser mantido?

Sr. Lincoln: Sim, esta negociação envolve aspectos comerciais também com relação à taxa diária e elementos que possibilitem obviamente a companhia recuperar parte um pouquinho então deste tempo que passou.

Está sendo feito desta forma, de uma maneira bastante franca e aberta, e a gente espera que isto possa trazer pelo menos inicialmente e assinar e gente vai fazer até um *disclosure* do que que isso significa, mas a intenção nossa não é colocar ninguém de joelhos, mas simplesmente ter um acordo que seja razoável para este novo contrato e envolve, sim, aspectos comerciais que a gente espera, uma vez concluído no futuro, fazer o *disclosure* para vocês e para que vocês possam adaptar obviamente essa sua curva de receita aí, ok?

Sr. Gustavo: Está muito claro, Lincoln. Boa tarde a todos.

Operadora: A próxima pergunta vem de o Ruan Pires, Charles River.

Sr. Ruan: Boa tarde, Lincoln e Paula. Eu tenho uma dúvida que a gente teve em relação ao relatório de certificação de Manati, pelo menos para a gente foi novidade. Aqui está escrito que em 2017 os consorciados não operadores vão sugerir uma modificação de contrato para reduzir a quantidade de área contratada e que isto no futuro poderia permitir produtores a evitar a pagar multas de *delivery* ou *pay*.

Vocês poderiam comentar um pouquinho mais sobre isso? E isto poderia afetar o contrato de *take or pay* que vocês têm hoje? Provavelmente vocês poderiam abrir mão de alguma coisa aqui para lá na frente não pagar esta multa? Obrigado.

Sr. Danilo: Ok, vamos lá, Ruan. O nosso contrato com a Petrobras ela tem uma obrigação nossa de fornecer um volume e uma obrigação da Petrobras de tomar o volume definido, e isto é baseado numa curva de produção e, desde o contrato de produção, esta curva é revisada de tempos em tempos.

Quando nós fizemos o aditivo e determinamos a nossa curva de venda, ela foi baseada numa curva 2P e está previsto que nós façamos esta revisão para adaptar à realidade atual. De fato, se nós mantivermos a curva 2P como curva firme de fornecimento de gás, nós logicamente não teríamos a condição de fornecer este gás e poderíamos pagar uma multa, mas o contrato permite e nós sempre lançamos mão desta condição de a cada três anos revisar esta curva de produção de acordo com a conveniência do consorciados.

Então, está prevista esta revisão, nós deixaremos a curva de entrega obrigatória para a curva 1P não significando que nós não possamos entregar mais. Lembrando que por vários anos nós tivemos nossa curva de entrega de 6 milhões e entregamos 8 milhões. Mas a correção é necessária para nos prevenir de pagamento desta multa.

Então, nada diferente está aí, ok? Apenas foi estressado pela Gaffney que o cálculo dela está baseado que a curva será revisada para adaptar à realidade de produção de Manati.

Sr. Juan: Muito obrigado, acho que deu para entender bem. Só fazendo *follow-up*, aquele valor que vocês têm dentro do Contas a Receber com a Petrobrás em relação ao *take or pay* do ano passado, que não foi atingida, vocês têm alguma visibilidade dele?

Sra. Paula: Bom, é Paula falando. Este valor ele está sendo negociado com a Petrobras, é a primeira vez que acontece isto no contrato em 10 anos de produção de Manati, é a primeira vez que a Petrobrás tira menos do que a obrigação do *take or pay*. Então, é primeira vez que a gente tem este tipo de ajuste, então é natural que as partes sentem para chegar num acordo com relação até mesmo ao número de dias onde houve esta redução do consumo frente a obrigação da Petrobrás.

Então, a gente está finalizando esta negociação com a Petrobras e tão logo seja finalizada a gente vai, então, receber este valor do ajuste.

Sr. Juan: Então está ótimo. Muito obrigado.

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

Novamente, para fazer uma pergunta, favor 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 Sr. Lincoln, pode prosseguir.

Sr. Lincoln: Ok meus amigos, muito obrigado mais uma vez pela presença, pelas perguntas e pelo interesse de estar conosco aqui.

Obviamente este foi um trimestre dentro dos padrões que já se esperava e etc., mas não quer dizer que os futuros não poderão trazer bastante novidades a vocês todos. Eu agradeço mais uma vez, então, a presença e sempre lembrando que a nossa área de relação com os investidores está à disposição de vocês para qualquer outra necessidade de esclarecimento que vocês tenham futura, e toda a diretoria também se coloca à disposição para qualquer outra necessidade.

Muito obrigado a todos e os vejo no próximo trimestre.

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