

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP** para discussão dos resultados referentes ao **quarto trimestre** de 2016 e ano de 2016.

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 fará a apresentação. Por favor, **Sr. Lincoln**, pode prosseguir.

Sr. Lincoln Guardado: Bom-dia a todos, muito obrigado por participarem da teleconferência de divulgação dos resultados do quarto trimestre e do ano de 2016 da QGEP.

Se vocês estão acompanhando a nossa apresentação pelo site, iniciarei a conversa pelo slide numero 2. Conforme já falado nos últimos trimestres, o ano de 2016 foi um ano complexo nas condições macroeconômicas e setoriais, mas também de muitas oportunidades.

Do ponto de vista regulatório, mudanças importantes nas regras do setor de óleo e gás no Brasil entraram em vigor, alavancando a atratividade do Brasil como uma nova fronteira nos mercados globais de óleo e gás. Este aprimoramento regulatório, especialmente no que diz respeito ao conteúdo local e a abertura do pré-sal a outros operadores e aliado às novas rodadas de licitação já programadas para 2017, favorecem a retomada da indústria como um todo. Este é o pano de fundo para o ano que se inicia.

Apresentaremos agora os nossos destaques operacionais e financeiros do primeiro trimestre e do ano de 2016.

A recessão brasileira impactou diretamente nossas atividades, causando um declínio do consumo de gás no país e consequentemente da produção de Manati, que encerrou o trimestre em 4,3 milhões m³. Com isso, fechamos o ano de 2016 com produção média de

4,9 milhões m³ por dia e esperamos manter essa mesma média em 2017. Vale lembrar que a capacidade de produção de Manati permanece inalterada em 6 milhões m³ por dia com reserva líquida de gás 2P para a QGEP de 4,9 bilhões de m³ ao final de 2015.

Ao mesmo tempo, surgiram oportunidades e soubemos aproveitá-las para agregar valor ao portfólio de ativos exploratórios da companhia. Como vocês sabem, nos últimos meses do ano assumimos as participações acionárias de dois de nossos parceiros nos blocos exploratórios da bacia de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão na margem equatorial, passando, por fim, a deter 100% desses blocos, todos adquiridos na 11^a rodada de licitações da ANP, e nos quais já éramos os operadores. Os dados sísmicos desses blocos já foram adquiridos e processados previamente a essas transações e estão em análise para que possamos definir os próximos passos nessas duas bacias. É importante ressaltar aqui que com esses ativos e com os blocos de alto potencial que adquirimos na 13^a rodada de licitações da ANP, na bacia de Sergipe-Alagoas, a QGEP detém agora um portfólio substancial para operações de *farm-out*.

Estamos atualmente avaliando o potencial interesse da indústria com relação ao nosso desinvestimento (por sinal, já iniciado) e podemos afirmar que a participação de importantes empresas do setor nesse processo nos deixa animados com as perspectivas para esses blocos. Reduzir as participações nesses ativos específicos faz parte do nosso reenquadramento de nosso portfólio na estratégia da Companhia de mitigar nossa exposição, especialmente em ativos na fase exploratória. Dessa forma, objetivamos sempre participar de um número maior de ativos com exposição reduzida em cada um deles.

Com relação à Atlanta, os trabalhos de adaptação do FPSO Petrojarl I continuam em andamento. Nós estamos confiantes que poderemos superar as dificuldades encontradas até então e que a embarcação cumprirá o cronograma previsto, com chegada programada para o quarto trimestre de 2017. As negociações com a Teekay (responsável pela adaptação do FPSO em Roterdã e proprietária da embarcação) estão avançando e estamos monitorando consistentemente a situação do empreendimento.

Vale lembrar que a produção proveniente do SPA será comercializada pela Shell por meio de um contrato de venda de óleo. É importante também destacar que o objetivo do SPA é nos dar elementos para programar o sistema definitivo de produção com vistas à uma maximização da rentabilidade desse projeto.

Com relação à Carcará, as reuniões com a Statoil têm sido intensificadas e o operador tem demonstrado muita disposição em abordar os diferentes aspectos quanto à futura produção em Carcará, bem como ao equacionamento dos problemas de curto prazo nos que tangem aos parâmetros e discussões quanto à futura unitização.

Financeiramente, nossa posição se mantém bastante sólida. Mesmo com uma menor produção no ano, a receita líquida alcançou R\$477 milhões e o Ebitdax R\$188 milhões, representando uma margem de aproximadamente 40%. O lucro líquido totalizou R\$153 milhões, muito acima do ano anterior, quando incorremos em gastos exploratórios significativos relacionados à devolução de um bloco exploratório à ANP.

Encerramos o ano com um saldo em caixa de R\$1,3 bilhão, equivalente a R\$5,19 por ação, o que, em conjunto com nosso fluxo de caixa operacional futuro, é mais do que suficiente para financiar nossas operações e planos de investimento pelo menos para os próximos dois anos.

Vou passar agora a palavra à nossa CFO, Paula Costa Côrte-Real, que vai analisar para nós em maior detalhe nossos resultados operacionais e financeiros. Paula.

Sra. Paula Costa Côrte-Real: Obrigada, Lincoln. Vamos começar pelo slide 3. Como o Lincoln já destacou, a produção de gás de Manati caiu cerca de 12% no ano, atingindo a média de 4,9 milhões de m³ comparado aos 5,6 milhões de m³ do ano de 2015. Isso se deu principalmente em função da recessão que vivemos no Brasil, que levou a um declínio do consumo de gás em todo o país e especialmente no Nordeste, onde atuamos.

Na comparação com o quarto trimestre do ano anterior, a queda na produção foi da ordem 28%; de 5,9 para 4,3 milhões de m³ por dia.

No slide 4 vemos que a redução na receita foi menor em relação à queda da produção de gás, já que o campo de Manati possui um contrato *take-or-pay* com cláusula de reajuste anual de preços de acordo com a inflação brasileira.

Consequentemente, a receita no quarto trimestre registrou uma queda de 22% em relação ao mesmo período do ano passado, atingindo R\$104 milhões. Já a receita no ano caiu 4%, para R\$477 milhões, em função justamente do aumento contratual de preços que compensou parcialmente a queda na produção.

Vamos agora para o slide 5 para um olhar mais detalhado dos nossos custos operacionais. O maior impacto no ano foi do custo de manutenção, que foi praticamente o triplo daquele registrado no ano anterior devido às atividades de pintura e manutenção da plataforma de Manati, ocorridas a partir do segundo trimestre de 16.

Na ponta contrária, a depreciação e amortização no período apresentaram queda de 46% em relação ao ano anterior em função do aumento da reserva sobre a qual é calculada depreciação, considerando agora o volume adicional do aditivo ao contrato de venda de gás do campo de Manati assinado em julho de 2015. Além disso, tivemos também o efeito da variação cambial sobre a provisão de abandono, afetando o valor do imobilizado.

Outro efeito da queda na produção foi a redução da participação especial de 39% na comparação anual. Com tudo isso, a queda anual nos custos operacionais foi de 5%, de R\$253 milhões em 2015 para R\$241 milhões em 2016. O mesmo racional vale para a comparação entre o quarto trimestre de 2016 e o quarto trimestre de 2015.

Mesmo com as atividades de manutenção, conseguimos reduzir em 21% os custos na comparação entre trimestres. Os custos operacionais totalizaram R\$55 milhões no quarto trimestre de 2016 comparado aos R\$70 milhões registrados no quarto trimestre de 2015.

No slide 6 apresentamos as despesas gerais e administrativas, que apresentaram queda tanto no ano quanto na comparação entre o quarto trimestre de 2016 e o quarto trimestre de 2015.

No ano, o valor foi de cerca de R\$50 milhões; uma queda da ordem de 6% como resultado direto da racionalização de custos realizada pela companhia ao longo do ano, atestando o nosso compromisso no controle de despesas em um ano de queda na receita. No trimestre, a queda do G&A foi de 8%.

Seguimos para o slide 7 para falar da rentabilidade das nossas operações em um ano desafiador. Registramos um Ebitdax de R\$37,5 milhões no quarto trimestre de 2016 com margem Ebitdax de 36%. No ano o Ebitdax totalizou R\$188 milhões e margem de 40% comparadas a R\$273 milhões em 2015.

Isto se deu em função de três pontos: a redução na produção do Campo de Manati, os custos não recorrentes de pintura e manutenção e também os maiores gastos exploratórios realizados à aquisição de dados sísmicos para os blocos da 11ª rodada de licitação da ANP.

A companhia registrou aumento no lucro líquido nas comparações anuais, como vocês podem ver no slide 8. O lucro do ano de 2016 foi de R\$153 milhões; 63% superior aos R\$94 milhões registrados no ano passado, atestando a rentabilidade do Campo de Manati, que se manteve lucrativo mesmo com a queda na produção. Além disso, contribuíram para o lucro do ano os menores gastos exploratórios, como já mencionado pelo Lincoln.

No slide 9 apresentamos o Capex realizado em 2016 e o projetado para 2017 e 18. Em 2016, investimos US\$53 milhões; valor inferior aos US\$60 milhões orçados, sendo que deste valor praticamente a metade foi gasto no desenvolvimento de Atlanta e a outra metade em atividades de exploração, sendo a maior parte, 17 milhões, na aquisição de sísmica para os blocos da 11ª rodada de licitações da ANP e os outros US\$8 milhões no Bloco BM-S-8.

Já para 2017, estamos ajustando nossas estimativas de orçamento para US\$70 milhões. Em 2017, 50% dos gastos estarão novamente concentrados no Campo de Atlanta e os outros 50% em atividades exploratórias relacionadas aos blocos da 11ª rodada da ANP e ao Bloco BM-S-8. Este valor considera a postergação da perfuração no Bloco CAL-M-372 e do terceiro poço de Atlanta, que deverá ocorrer após o início da produção em 2018.

Ressalto que as nossas necessidades de Capex para 2017 e 18 totalizam US\$130 milhões, portanto, estamos 100% capitalizados para a realização destes investimentos.

Passo agora a palavra de volta ao Lincoln para a conclusão desta primeira parte da teleconferência para em seguida abriremos para as perguntas.

Sr. Lincoln: Obrigado Paula. Ao longo do ano passado, continuamos avançando com os nossos projetos buscando a valorização de nosso portfólio mesmo nas condições macro econômicas e setoriais ainda complexas que se apresentam.

No entanto, estamos otimistas com as perspectivas econômicas do Brasil, especialmente com a queda da inflação e o início do ciclo de redução nas taxas de juros a partir do final de 2016, fatos que estão aos poucos suportando o aumento da confiança das empresas e dos consumidores.

No cenário internacional, os preços do petróleo tiveram aumento em mais de 50% no ano e apresentaram também menor volatilidade quando comparados a 2015. Ao mesmo tempo, registrou-se uma expansão da produção de óleo e gás no Brasil, especialmente ao longo do segundo semestre do ano passado.

A produção de petróleo e gás natural do Brasil em 2016 foi cerca de 3,2 milhões de barris de óleo equivalente por dia; recorde de produção. Todos estes eventos reforçam a nossa crença em relação às perspectivas positivas, sobretudo, de médio e longo prazo para o setor e conseqüentemente para a QGEP, considerando o portfólio atual da companhia e seu potencial de valorização e crescimento.

Além dos blocos da margem equatorial e de Atlanta, sobre os quais eu já falei, acreditamos ter agora uma melhor visibilidade em relação ao Bloco BM-S-8 quanto às próximas etapas relacionadas à descoberta de Carcará após a entrada da Statoil como operadora.

No momento, o consórcio está avaliando a disponibilidade de sondas para a perfuração do prospecto do pré-sal de Guanxuma, no mesmo bloco a 30 km a sudoeste de Carcará, cuja

perfuração está programada para iniciar até o final deste ano dependendo da liberação de licença de perfuração pelo Ibama.

Vale lembrar aqui que a nova rodada de licitações da ANP que inclui a extensão a norte da área do reservatório de Carcará, adjacente ao bloco BM-S-8, já está programada para meados do ano de 2017. Acreditamos que a realização desta rodada seja fundamental para a definição do cronograma de desenvolvimento deste campo.

Também somos a operadora e única proprietária até o momento de dois ativos de alta qualidade na Bacia de Sergipe-Alagoas, a qual vem demonstrando seu potencial de forma evidente. Buscaremos oportunidades principalmente no que diz respeito a *farm-outs* nestas áreas.

O mesmo vale para os blocos da bacia de Pará-Maranhão recém adquiridos da Pacific e da Premier, que já comentamos no início desta apresentação. Acreditamos que a atual diversificação de nosso portfólio nos dá a flexibilidade a potenciais participações no *bid* de forma bastante seletiva.

Neste cenário, estamos muito bem posicionados para crescer, temos um portfólio estratégico e adequado a um entendimento profundo do setor de óleo e gás no Brasil. Seguimos executando continuamente nosso planejamento estratégico de longo prazo explorando ativamente oportunidades no setor. Nos últimos 12 meses agregamos valor a este portfólio pela maior participação em determinados blocos, no entanto, mantendo o foco nos ativos de alto potencial.

O Campo de Manati continua sendo uma fonte valiosa de receitas, Ebitdax e fluxo de caixa mesmo com uma produção menor, como pudemos ver, no ano de 2016. Considerando que a capacidade de produção do campo permanece inalterada, podemos afirmar que seremos capazes de aumentar a produção e consequentemente a rentabilidade assim que houver uma maior demanda por gás no mercado local.

Encerramos o ano com um saldo de caixa de aproximadamente R\$1,3 bilhão e nossos investimentos para os próximos dois anos já estão garantidos. Seguimos confiantes que nossa capacidade operacional, os relacionamentos desenvolvidos por meio de parcerias com grandes corporações, além da diversidade e qualidade de nosso portfólio de ativos nos coloca em uma excelente posição de modo a nos beneficiarmos com o crescimento do setor previsto para 2017 e para os próximos anos. Investimentos estratégicos e disciplina financeira e de capital são a nossa marca registrada e vão garantir nossa expansão no médio e no longo prazo.

Obrigado a vocês e abrimos agora para as perguntas.

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 em inglês e tem de Frank McGann, Bank of America Merrill Lynch.

Sr. Frank: *Hello, good day. Thank you very much. Two questions if I might. What is just in terms of the price adjustments that I believe would have occurred at the beginning of*

the year. If you could just say what the adjustments were made for, the gas price coming from Manati for 2017.

And then, secondly, looking at the market right now, obviously, oil prices have come off a little bit, but they are still at much higher levels. Thinking about the profitability of Atlanta as you are looking into 2018/19, what level of oil price do you need for that field to give you a return that you think will be acceptable, and perhaps if you have a breakeven price that you've estimate, what that would be for Atlanta?

Sra. Paula: Oi Frank, é Paula. Respondendo a primeira pergunta sobre o ajuste de preço de Manati, a correção ocorre em janeiro e ela foi corrigida pelo IGP-M; 6,7% este ano. Vou passar para o Lincoln para comentar um pouco sobre os pontos de Atlanta.

Sr. Lincoln: Frank, obrigado pelas questões. Bom, eu queria dividir um pouco a pergunta que você fez a respeito deste futuro próximo do SPA, né, do Sistema Antecipado de Atlanta.

Hoje nós trabalhamos com um *breakeven* considerando a produção de 20.000 barris, ou seja, a produção média de dois poços, o nosso *breakeven* (e considerando as condições de mercado, de logística e infraestrutura monitorados até o momento, estas são condições que nós precisamos sempre lembrar que pode modificar ao longo do tempo, até pela maior disponibilidade de *tanker*, mas) hoje a gente espera, então, um desconto próximo aí entre US\$18 e US\$20 por barril nesta circunstância (que ainda é de escassez de *tanker* no mercado), porém, pensando na média de produção de 20.000 barris, nós estamos trabalhando hoje com um *breakeven* de US\$45,00 para o Brent, que seria o suficiente para gerar uma receita operacional positiva para o Sistema Antecipado de Atlanta.

Em caso de que a gente venha furar o terceiro poço (e isto é uma dependência que nós temos a depender do resultado do *flow assurance* e comportamento de reservatório e outras condições do próprio campo), este *breakeven* cai razoavelmente e as nossas estimativas é que a gente já pode (pensando em 3 poços de 30.000 barris de média) ter um *breakeven* próximo entre US\$35 e US\$37 o Brent para gerar, continuar gerando uma receita operacional positiva.

É sempre importante lembrar que o SPA foi desenhado para nos dar informações de uma maneira antecipada e com uma economicidade (mesmo que seja marginal) para o sistema definitivo. Então, não se espera ter obviamente uma remuneração do capital já com o Sistema Antecipado, mas ela pode haver a depender dos volumes produzidos (nós temos um teto entre 30 e 33 mil barris para processar) e obviamente do preço do Brent.

Caso estes valores não sejam atingidos, então nós vamos ter que tomar uma decisão. Se o preço do Brent cair muito, a gente nem furaria o terceiro poço obviamente. Nós vamos ficar sem o terceiro poço. Se o volume de produção e o Brent for insuficiente para que a gente venha a ter um incremento na nossa receita líquida, muito bem, nós vamos furar o terceiro poço.

A ideia é não ficar muito tempo obviamente com resultados operacionais negativos. Mas, sem dúvida, a nossa perspectiva é manter o Sistema Antecipado muito próximo (se não acima) de uma remuneração, de uma receita que seja suficiente para pagar os nossos custos operacionais, e obviamente ao longo da evolução destes fatores, sejamos os fatores externos pelo preço do Brent, sejamos os fatores intrínsecos ao campo quanto à produtividade e *flow assurance*, nós vamos ter que fazer as devidas adaptações para que a meta de ter fluxo operacional positivo se mantenha.

Esta é a nossa premissa desde o início, e por isso temos dois ou três poços, se não a gente estaria perfurando um poço só, mas que com certeza não seria suficiente para pagar as operações que nós vimos.

Então, esta é uma situação a ser considerada em nós temos vários *thresholds* que deverão ser avaliados naquele momento. A perfuração do poço é um deles e eventualmente até uma... sentar novamente e ver o quê que a gente pode fazer com os contratos que nós temos em andamento de forma a manter esta receita operacional positiva. Esta é a nossa intenção no momento.

Sr. Frank: *Ok, thank you very much.*

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

Sr. Felipe: Oi Lincoln, Paula, bom-dia. Deixa eu tirar umas dúvidas, mas antes só fazer um *follow-up*. Pela conexão não ficou muito claro para mim porque o *breakeven* cairia de 43 para US\$37/36/38 por barril. Se puder só repetir, por favor.

E as perguntas, na verdade, são: primeiro, com este atraso, a gente viu até a divulgação do Capex de vocês para 2018, o que considera no Capex de 2018 de desenvolvimento para Atlanta especificamente? Vocês pretendem antecipar algum poço, alguma coisa no sistema definitivo ou é muito cedo em 2018 ainda para tomar esta decisão?

Segundo ponto, com esta venda de ativos da Petrobrás, vocês estão olhando alguma coisa especificamente ou tem alguma coisa que interessa, ou vocês continuam... a ideia é focar mais em Atlanta e nesta transição agora para começar a produzir em Atlanta no começo do ano que vem?

E terceiro, a produção de Atlanta começaria logo em janeiro do ano que vem, é um atraso pequeno de um mês, um mês e pouco, ou é para esperar que ela vá começar no final do terceiro tri e quando que de fato a plataforma chega e ela vai ser posicionada e começa a produzir após o posicionamento? Obrigado.

Sr. Lincoln: Ok Felipe, eu vou te responder aqui o assunto Petrobras e depois passo a palavra aqui para o Danilo, que te explica as outras três questões que você levou quanto à redução do *breakeven*, Capex e o início da produção.

Sim, nós obviamente mandamos uma carta para a Petrobras que nos interessariam algumas das oportunidades. A principal (não preciso nem dizer para você) seria Carcará, mas dada a negociação que foi feita, praticamente não sobrou quase espaço para alguma opção nossa, né, que vendeu 66% e, portanto, nós não tínhamos como, sem dúvida, seguir e fazer qualquer oferta.

A outra coisa é que tem alguns *assets* da Petrobras, por exemplo, Terra e *assets* em produção juntamente com outras companhias, né, porque têm *assets* que a Petrobras também dizendo que estão em parceria com outras companhias que já tiveram também algumas ofertas e etc., e eles, apesar de alguns *assets* em produção poderem vir a ser de interesse nosso, nós estamos sempre cortejando não só o *upfront* do dinheiro que venha, mas também o abandono no futuro. Então, têm alguns acertos que tenham abandono pela frente ou se não nos próximos 5 anos aproximadamente e que sem dúvida nenhuma a gente tem levado muito em conta com relação à exposição financeira este aspecto operacional.

Então, sim, a gente já comunicou a Petrobras que tem, mas no momento nós não estamos vendo nada por enquanto não, ok?

Sr. Felipe: Maravilha. Obrigado.

Sr. Danilo Oliveira: Ok, Felipe, bom-dia, é Danilo. Respondendo às suas perguntas quanto à Atlanta, a primeira, do decréscimo do *breakeven* de 45 para em torno de 35 a 37, é o acréscimo de 10.000 barris de produção por dia sem que haja nenhum acréscimo de custo operacional, logo, isto reduz o nosso *breakeven* para estes níveis.

A segunda pergunta a respeito de Capex, em 2017 estão concentrados todo o Capex necessário para a instalação dos equipamentos de produção de Atlanta e em 2018 está o terceiro poço. Então, repetindo, 2017 todo o custo de instalação para o primeiro óleo e em 2018, ainda em Atlanta, a perfuração do terceiro poço.

E a quarta pergunta, quanto à entrada de produção, ela se baseia no nosso acordo com a Teekay, que estamos praticamente bem adiantados para o fechamento disto e a chegada dele está prevista para o último trimestre e nós damos sempre em torno de 60 dias após a chegada dele para o primeiro óleo, então, isto nos conduz para o comecinho de 2018, okay?

Sr. Felipe: Ok, perfeito. Obrigado.

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

Sr. Luiz: Boa tarde pessoal. Lincoln, Paula, Danilo, tudo bem? Eu tenho basicamente duas perguntas aqui. A primeira, voltando um pouco em relação à ponta de Carcará, vocês já demonstraram, já falaram, eu acho que Lincoln já comentou até publicamente, que vão avaliar logicamente a parte que vai ser unitizada e que deve vir a leilão este ano, como o governo tem colocado. Eu queria entender qual é o racional primeiro deste *bid*.

Vamos supor que, só para assumir um *case* aqui, um exemplo, imagine que o bônus de assinatura seja o mesmo que vocês pagaram lá atrás ou alguma coisa parecida com isto, vocês entrariam num novo leilão tentando comprar, vamos dizer assim, a parte excedente? Eu queria entender do ponto de vista, vamos dizer assim, de utilização de caixa que vocês têm versus a estratégia de crescimento para frente, eu acho que este é o primeiro ponto.

O segundo ponto é em relação a... eu vejo muito você falar, Lincoln, em relação a crescimento. A companhia tem uma disponibilidade de caixa que permitiria crescer e tal, eu gostaria de entender como é que isto funciona em relação a retorno assim. A grande discussão que tenho (pelo menos com os investidores) é, bem, como precificar isso logicamente na ação e como olhar do ponto de vista de retorno financeiro.

Talvez olhando lá para Carcará, usando como exemplo, se você pegasse o NPV, vamos dizer assim, do investimento que vocês fizeram até agora, talvez até hoje com as informações que a gente tenha, ele tem um retorno negativo, vamos dizer, é um NPV negativo em função disto. Quero entender como é que vocês olham retorno/crescimento.

E a terceira pergunta é se você puder dar um *update* em relação aos *farm-outs* que vocês pretendem fazer lá dos ativos que vocês compraram no último leilão, obrigado.

Sr. Lincoln: Luiz, obrigado pelas suas perguntas. O nosso racional, Luiz, com relação à *bid*, sobretudo *bid* da área externa de Carcará, eu diria para você que é nossa intenção estar.

Carcará é uma área importante para a gente de planejamento de longo prazo inclusive, apesar de a entrada do médio, mas de potencialmente produção, é sempre algo que entra

para a gente na forma de fluxo de caixa de longo prazo e de alta rentabilidade pela qualidade que este óleo tem.

Então, a nossa ideia (e eu posso te dizer isto francamente) era que a gente não fosse diluído aí porque uma vez que haja a unitização sem dúvida há uma diluição, apesar de uma diluição em termos volumétricos ela, em tese, não deve se alterar, mas a participação nossa deve cair.

Então, a gente gostaria de manter nestes 10%. Condições para isto são várias, é do próprio *bid*, de quanto vai ser o bônus, como é que vai estar esta competitividade e se há uma possibilidade de a gente fazer parte de algum consórcio. Estas coisas, ainda que nós todos talvez procurem se inteirar, estas ações ainda não começaram pelo menos para a gente porque todas as companhias estão aguardando algumas das decisões que estão inclusive *on the way*. Algumas já foram tomadas, outras ainda não, e o conteúdo local, Repetro e uma série de outras ações que têm postergado um pouco estas conversas naturais que precedem a um *bid*. Então, a gente quer... gostaria de ver e em que circunstâncias a gente poderia entrar.

O segundo impacto disso também vai estar na outra pergunta que você fez, que é a alocação de capital. Mas ainda para o *bid*, também um fator importante para a gente é o nosso desinvestimento, ou seja, nós sabemos que temos a futuro um adiamento previsto dos investimentos, sobretudo na área equatorial, até promovido pelo próprio governo, e que nos ajudam e nos ajudarão a fazer este o planejamento do investimento de longo prazo.

Se essas ações que estão previstas para acontecerem brevemente e anterior ao *bid* se verificarem, a gente vai poder, então, qual é eventualmente o nosso saldo de caixa que a gente poderia disponibilizar para 1 *bid* desta natureza, assim como qual vai ser o interesse e em que bases os nossos desinvestimentos serão feitos.

Obviamente, a gente sempre vai procurar desalavancar um pouco a nossa exposição. Ao desalavancar um pouco esta exposição, que é algo que está... já se iniciou, que é um processo de *farm-out* nosso, já se iniciou, já está correndo, nós vamos poder redefinir como é que pode ser esta participação nossa no *bid* especificamente dessa área do BM-S-8. Pode até haverem outras, que *haverão* outros *bids* referentes à concessão, por exemplo, fora da área da picanha. Então, todas essas coisas elas estão correndo em paralelo.

Vontade, sim, temos. Agora, esta capacidade ela sempre vai ser... tem que ser mitigada e as nossas exposições porque vêm em seguida, seja o fluxo de caixa para a Atlanta, que ainda resta, como o Danilo acabou de falar há pouco para o lançamento e algumas outras coisas, e mesmo para o fluxo de caixa que nós vamos ter que considerar aí de investimento de Capex para a primeira fase aí de Carcará.

Então, é difícil hoje a gente se posicionar porque tem efeitos externos ainda que implicam e tem efeitos intrínsecos à nossa companhia, mormente o *farm-out*, que vão poder nos balizar que tipo de exposição nós vamos poder ter agora.

Um fato importante: o que nós temos hoje e considerando a média de risco versus eventual retorno dos nossos portfólios, nós não somos espremidos para entrar neste *bid*. Hoje nós não estamos oprimidos, nós estamos razoavelmente calçados com um investimento de curto, médio e longo prazo e de baixo e alto risco, que é o que a gente sempre busca no nosso portfólio.

E isto, então, é parte da segunda pergunta que você falou como é que você vê este crescimento. Nosso crescimento necessariamente não precisa se dar por um aumento do

Capex, nós podemos estar crescendo diversificando risco. Nós temos 100% em várias áreas e uma forma eventual e potencial e natural que pode ocorrer é a gente usar parte desses *assets* que nós detemos hoje para ter participação em outros *assets*, eu diminuo minha participação em alguns deles e passo a participar de outros *assets* como forma de fazer (eu vou aqui falar um termo genérico, que é de) *swap*, e que é uma forma de você fazer diversificação de *asset* exploratório. É uma forma de crescimento porque você dilui risco. Então, isto sempre proporciona algum tipo de crescimento.

Nós não estamos buscando este tipo de coisa, mas é algo em potencial que a gente pode vir a fazer em decorrência desta multiplicidade de *bids* que estão se falando no Brasil.

Quanto ao NPV, é sempre importante salientar que nós ainda estamos na fase de investimentos, certo Luiz, e, portanto, este NPV ele vai ser o NPV 10% (se quiser colocar aí), ele pode ser negativo considerando o todo porque nós estamos numa fase ainda de investimentos. Alguns atrasos e etc.. Agora, a lógica nossa é sempre ter capacidade obviamente de investir, e sem dúvida vamos precisar ir a mercado para desenvolvimento, não há dúvida nenhuma quanto a isto, mas não há nenhum tipo de exposição que a gente procure fazer de forma a ter uma *over* exposição na companhia. Isto a gente não tem feito e não fez e não pretende fazer. Investimento em desenvolvimento sempre é algo que preocupa, mas isto já é notório que nós vamos ter que buscar no mercado as diferentes formas que se apresentam para nos sustentar.

É desta forma que a gente tem visto, a gente sempre procura uma rentabilidade em dólar próxima aí de 15-20%, a gente procura fazer este tipo de análise, mas dentro daquilo... dos elementos que a gente controla, tá certo, considerando o risco e os prêmios que nós temos observado até o momento.

Esta tem sido a nossa lógica e eu acho que assim será nestes próximos anos, ainda que hajam oportunidades de crescimento que poderão vir através de aquisição. Mas eu já respondi há pouco uma pergunta sobre aquisição, que é o que a gente tem visto no mercado hoje.

Então, áreas e oportunidades que têm se manifestado no mercado que têm muito valor de curto prazo, mas obviamente que dá uma exposição de médio prazo com relação a abandono. A Companhia tem evitado este tipo de oportunidade, ainda que a gente tem visto muito delas no decorrer destes últimos 6 a 8 meses.

O *farm-out* eu vou pedir para o Mendes falar um pouquinho como é que está aqui.

Sr. Luiz: Está ótimo.

Sr. Mendes: Boa tarde, Luiz. Como você sabe, a gente está agora num processo de *farm-out* de cinco blocos exploratórios onde a QGEP atualmente está com 100%: primeiro, 100% nos dois blocos de alto potencial de Sergipe, por opção nossa já entrar com 100%, e estamos 100% nos dois blocos de PAMA e de Foz em função da saída dos sócios original na época do *bid*.

O nosso plano original era começar este *farm-out* agora em março, mas por solicitação de algumas empresas a gente começou este processo desde dezembro, já estamos bastante empresas já visitando, grandes empresas, como o Lincoln falou, nós estamos bastante satisfeitos com a evolução do processo até o momento, estamos tendo respostas muito boas de todas as companhias que já vieram visitar e participar do Data Rom destes 5 blocos.

A gente tem para o bloco de Sergipe, que todo mundo sabe que são de alto potencial, as companhias (muitas companhias) que estão vindo inclusive avaliar estes blocos na época do *bid* concordam com a nossa priorização destes 2 blocos que foram adquiridos na rodada 13. Nós estamos muito satisfeitos, então, com este bloco de Sergipe. Acabamos de fazer a contratação da sísmica que vai ser adquirida no final deste ano/início de 2018 e aí sim nós vamos ter uma real dimensão, com o dado 3-D, do potencial destes dois blocos de Sergipe.

Na área de PAMA, a gente tem um dado preliminar da sísmica 3-D, posso te afirmar que a gente está muito satisfeito com o resultado até agora, nós temos uma avaliação agora bem melhor do que nós tínhamos do bloco antes da licitação com este dado preliminar, então, nós estamos bastante otimistas com estes dois blocos do PAMA, e também as empresas que estão visitando a gente têm manifestado este mesmo tipo de impressão de otimismo em relação ao potencial destas duas áreas.

Em relação à Foz, o resultado depois da avaliação de 3-D ele ficou em linha ou até um pouco acima da nossa expectativa do pré-*bid*, mas é uma área mais difícil, Foz do Amazonas é uma área mais difícil, então, a gente está aguardando estar numa posição confortável que a gente deverá aguardar os resultados dos primeiros poços a serem perfurados por outros operadores na área (BP, Total). Então, nós estamos numa situação bastante confortável em relação também à Foz para tomar uma decisão.

Mas estamos muito otimistas em termos sucesso neste processo de desinvestimento destes 5 blocos. A gente imagina que até meados deste ano a gente deverá ter uma definição dos resultados destas novas negociações.

Sr. Luiz: Está ótimo. Então, até final... quer dizer, final do primeiro semestre dá para esperar alguma coisa já neste sentido?

Sr. Mendes: Isto, isto. A nossa expectativa é que até meados deste ano a gente já deve ter bastante bem equacionado esta questão do desinvestimento.

Sr. Luiz: Está ótimo.

Sr. Lincoln: Luiz, eu só aproveito para enriquecer um pouquinho a resposta do Mendes dizendo que tudo que está acontecendo no Brasil afeta os processos de *farm-out*; afetarão o *bid* e afeta o processo de *farm-out*.

Então, as novas regras do conteúdo local, a emissão da nova... da extensão do Repetro, as regras da unitização, todo este conjunto de elementos que estão no forno (parte deles já saíram inclusive, já tem uma proposta para o próprio conteúdo local), mas a extensão do Repetro, as regras da unitização, todos estes fatores eles interferem inclusive um pouco neste processo. Vão interferir no *bid*, precisa destes elementos de forma explícita, sobretudo devido à insegurança jurídica que causa não tê-la, e também afeta um pouco a gente porque as companhias precisam destes elementos para tomar as posições.

Nós até antecipamos exatamente para ficar um pouco mais confortáveis em relação às perspectivas do *farm-out* pré os *bids* que irão acontecer aqui no Brasil. Mas é importante para qualquer processo, seja de venda de outras companhias, seja do *bid* ou seja do nosso processo de *farm-out*, que haja uma batida de martelo com relação a estas regras. Isto é fundamental para a opção final das companhias dimensionarem o tamanho do investimento que eles querem fazer no Brasil.

A gente já sentiu isto conversando com todos eles, ok?

Sr. Luiz: Está ok. Justo, obrigado pessoal. Sorte de vocês que não precisam contar com o TCU. Obrigado.

[Risadas]

Sr. Lincoln: É isto mesmo! [Risadas]

Operadora: A próxima pergunta vem de Madalena Costa, Morgan Stanley.

Sra. Madalena: Bom-dia pessoal, obrigado por pegarem as minhas perguntas. A primeira é entender um pouco porque caiu o *budget* da pintura da plataforma; ficou algum trabalho ainda por fazer? E também entender um pouquinho o atraso que houve agora no FPSO; estava previsto para começar no final deste ano e parece que agora é só no início do ano que vem.

E a última pergunta, depois do trabalho de redução de custo, como é que nós devemos pensar no SG&A *evolution* agora para este ano de 2017? Obrigada.

Sr. Danilo: Bom-dia, Ana. Respondendo a sua pergunta quanto à pintura da plataforma de Manati, nós iniciamos em meados do ano passado uma operação que exige uma logística muito grande visto que tem que ter uma embarcação de apoio todo o tempo conectada à plataforma já que ela não é habitada, nós tivemos um gasto de R\$38 milhões em 2016, abaixo do nosso previsto, porque, sim, existe uma continuação para este primeiro trimestre do ano onde a gente estima atingir ou pelo menos chegar próximo a nossa estimativa inicial.

Então, nós estamos estimando em torno de mais R\$8 a R\$10 milhões ainda este ano para complementar a pintura da plataforma.

Em Atlanta, quanto ao atraso, como eu disse já em *calls* anteriores, não se trata mais de um problema técnico. Os problemas técnicos foram resolvidos, todos os elementos da construção estão a bordo do FPSO, trata-se agora da Teekay gerenciar os 3 elementos que têm que compor este acerto. Ou seja, nós que somos afretadores, os bancos que são os financiadores do *upgrade* do Petrojarl e o próprio estaleiro já que ele demorou muito mais serviço e muito mais tempo do estaleiro, estes 3 acertos, estes 3... estas 3 pontas tem que ser acertadas com a Teekay para que ele cumpra o cronograma estimado.

E o atraso é decorrente disto porque são idas e vindas de destes 3 participantes desta conversação, mas estamos em uma situação bem adiantada e estamos agora mais confiantes de que eles cumprirão a data acordada, do último trimestre deste ano.

Sra. Paula: E com relação à pergunta do G&A, este ano, como eu comentei durante a apresentação, a gente realmente fez um esforço interno aqui para adequar os custos à realidade da companhia e do mercado. Então, a gente conseguiu bastante redução em custos de consultoria, alguns contratos que a gente já tinha e mesmo em redução de *headcount*, né, a gente também acabou postergando algumas contratações em função do atraso do FPSO e do início do projeto de Atlanta, com isto a gente conseguiu manter este ano o G&A no nível de R\$50 milhões.

Para os próximos anos, a gente espera... se a gente olhar aí o histórico, o nosso G&A ele fique em torno de R\$50 e R\$60 milhões. Para frente, a gente espera manter este mesmo patamar.

Sra. Ana: Só isto, obrigada.

Sra. Paula: De nada.

Operadora: A próxima pergunta vem de Fernanda Cunha, Citibank.

Sra. Fernanda: Bom-dia a todos. Parabéns pelo resultado. Eu tenho duas perguntas com relação ao fluxo de caixa. A primeira é com relação à Manati: quando que vocês devem receber esta diferença do *take or pay* que hoje está lá no Contas a Receber?

A segunda é com relação à Pacific, se vocês também já receberam o caixa relacionado ao PEM. Eu não consegui fazer esta reconciliação no quarto tri, então, eu queria entender se vocês já receberam isto ou não, que eu acho que era em torno de R\$53 milhões.

E a terceira pergunta é com relação a este crédito com parceiros, né, de R\$45 milhões que vocês têm com a OGX, se vocês já têm alguma estimativa de quando vocês devem receber este dinheiro e também queria entender se estes 45 milhões é o total que a OGX está devendo para o ativo, se vocês estão consolidando 100% do que a OGX está devendo, ou se vocês estão concentrando a venda de uma participação e a Barra a outra participação da OGX. Obrigado.

Alô?

Sra. Paula: Um minuto, Fernanda, por favor.

Sra. Fernanda: Está ok, obrigada.

Sra. Paula: Bom, com relação ao *take or pay*, Fernanda, isto já é relacionado ao volume que a Petrobras não tomou, né, então, eu não sei se ficou clara a forma de contabilização, mas ele entra como uma antecipação, como se fosse um pagamento antecipado versus um passivo que é obrigação de entregar este gás.

Como este caixa ainda não entrou para a companhia, então, ele por enquanto está contabilizado no valor a receber da Petrobras. Este número é um número que a gente contabilizou R\$19 milhões, é um número que ainda está em fase final aí de ajuste junto à Petrobras e assim que este número estiver fechado é feito, então, o pagamento.

A gente hoje não tem uma data certa para isto, mas a gente sabe que a gente está no final aí da definição deste valor junto com a Petrobras para que, então, seja feito o pagamento nos próximos poucos... nas próximas semanas ou próximo mês, né.

Então, eu acho que não é alguma coisa que a gente espera que eu leve muito tempo para acontecer. Este valor hoje é registrado com os R\$19 milhões dentro do Contas a Receber da companhia.

A segunda pergunta foi com relação ao caixa da Pacific. A Pacific ela fez o pagamento através de uma *escrow*, né, deste valor do compromisso, de parte dos compromissos assumidos nos blocos onde a gente adquiriu, assumiu a participação deles, né, os blocos de PAMA e Foz. Esse processo ele já foi inclusive aprovado na ANP, a gente está esperando aí a fase final aí das assinaturas da agência para que a gente possa substituir a carta de crédito que hoje tem da Pacific na agência por uma carta de crédito nossa, e assim que isto estiver finalizado, então, o valor da *escrow* é liberado para a companhia.

Então, por enquanto ele está em caixa restrito, mas a gente está realmente no final deste processo já. A aprovação já aconteceu na ANP, agora é fase final de assinatura, substituição de carta de garantia e aí este valor é liberado para a gente.

Com relação à OGX, então, no final de 2016 a gente tinha R\$45 milhões de crédito com parceiro, eram relacionados à OGX. Deste montante, R\$35 milhões já estavam vencidos (isso olhando só aqui os *cash calls* emitidos no Brasil), estes R\$35 milhões eles representam 100% do *default* da OGX aqui no Brasil e a nossa participação nisto seriam R\$17... 18 milhões, né. Mais ou menos foram os valores suportados pela QGEP.

Além disto, a gente tinha um *cash call* que foi emitido depois do fechamento do ano no valor de R\$8 milhões com vencimento em janeiro que a OGX também ainda não tinha feito o pagamento. Este valor também é o valor total emitido para a OGX.

Com relação à expectativa para recebimento, a gente tem conhecimento de que eles estão num processo de venda do ativo, a conclusão deste processo, de transferência de participação ela necessariamente passa pela cura deste *default* financeiro para que seja feita a transferência. Então, a gente espera... este processo, até onde a gente tem conhecimento (e aí a gente como operadora acaba participando, né, indiretamente deste processo) ele tem evoluído bem e a gente espera a conclusão deste processo para que seja feita a cura do *default*. Eu acho que este é o caminho que a gente consegue visualizar hoje.

Sra. Fernanda: Ok, obrigada.

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

Lembrando que para fazer uma pergunta digite 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: Pessoal, bom, depois deste pequeno probleminha aí com a ligação, mas eu quero mais uma vez agradecer a vocês a atenção dedicada aqui à companhia e estarem presentes neste nosso *call* de resultados, e sempre reafirmando a nossa crença na melhoria das condições não só macro econômicas no Brasil, mas as condições setoriais com o *revival* do Brasil, da indústria do petróleo e que é importante para todos nós e substancialmente para a nossa companhia, que está no Brasil e ainda quer ficar no Brasil, que detém um portfólio bastante amplo e que pode servir de alavancagem para negócios e para o contínuo crescimento do companhia do curto e no longo prazo.

Então, eu quero renovar então os agradecimentos a vocês e sempre lembrando que a nossa área de RI fica à disposição para qualquer detalhe que vocês necessitem ou queiram ter a respeito dos resultados do ano passado e deste futuro pela frente da QGEP que, acreditamos, será muito grande, de crescimento contínuo e sempre pensando também no retorno aos nossos investidores.

Muito obrigado a todos vocês e bom-dia.

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