

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP**, para discussão dos resultados referentes ao **terceiro trimestre 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 asterisco 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 muito obrigado por participarem da teleconferência de divulgação dos resultados do terceiro trimestre de 2016 da QGEP.

Se vocês estão acompanhando a nossa apresentação pelo site, iniciarei no slide número 2. Falando um pouco do cenário setorial, ao longo do terceiro trimestre, com a consolidação do novo governo no Brasil, pudemos perceber uma maior atratividade do setor de óleo e gás no nosso país. Continuamos a acompanhar os movimentos no sentido de uma maior flexibilidade da indústria de óleo e gás e com iniciativas visando o avanço na regulamentação do setor, como, por exemplo, modificações nas regras no conteúdo local, múltiplos operadores no polígono do pré- sal, renovação do Repetro, bem como o anúncio de novas rodadas de licitação em 2017.

Vemos este cenário como propício para os negócios da companhia no médio e também no longo prazo.

Seguindo para o slide 3, apresentamos os nossos destaques operacionais e financeiros do trimestre. Continuamos observando declínio no consumo de gás no país impactando diretamente a produção de Manati, que ficou em 4,4 milhões de m³ por dia no trimestre. Com isto, mantivemos a média projetada de 5,1 milhões de m³ por dia para o ano de 2016 e esperamos média de produção de 4,9 milhões de m³ por dia em 2017.

Sempre é bom lembrar que a capacidade de produção de Manati permanece inalterada em 6 milhões de m³ por dia, e sua reserva líquida de gás 2P para a QGEP era de 4,9 bilhões de m³ no final de 2015.

Com relação aos nossos ativos exploratórios, outro fato importante neste trimestre foi a aquisição da participação da Pacific Brasil em 3 blocos exploratórios na bacia da Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão. Passamos a deter participação de 100% nos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 e de 65% de *working interest* do bloco FZA-M-90, possibilitando futuras operações de *farm out* nestas áreas, dado que uma intensa programação de perfuração se dará a partir do ano que vem por outras grandes companhias.

Vamos falar mais detalhadamente sobre isto mais para frente. Outro ponto relacionado ao trimestre é a postergação da chegada do FPSO no campo de Atlanta em função dos desafios na adaptação desta embarcação, a Petrojarl I. O cronograma agora prevê a chegada no terceiro trimestre de 2017 e o primeiro óleo está previsto para o final do ano.

Financeiramente, nossa posição se mantém sólida mesmo com uma menor produção através de Manati, registramos EBITDAX positivo de R\$46 milhões e lucro líquido de R\$63 milhões no terceiro trimestre. Além disso, encerramos o trimestre com um saldo de caixa de R\$1,2 bilhão, equivalente a R\$4,78 por ação.

Considerando que encerramos o trimestre cotados a R\$4,65 por ação, entendemos que há muito espaço para crescimento no valor de nossas ações. Vou passar a palavra agora para a CFO, Paula Costa Côrte-Real, que irá analisar em maior detalhe nossos resultados operacionais e financeiros.

Sra. Paula Costa Côrte-Real: Obrigada, Lincoln. Vamos começar pelo slide 4. Como Lincoln já destacou, a produção diária de Manati caiu cerca de 12%, atingindo a média de 4,4 milhões de m³ no terceiro trimestre, em função da recessão que vivemos no Brasil que levou a um declínio no consumo de gás no país como um todo. Na comparação entre os nove meses, a queda na produção foi da ordem de 6%; de 5,5 para 5,1 milhões de m³ por dia.

No slide 5, vemos que a redução na receita foi menor em relação à queda na produção de gás, já que o Campo de Manati possui um contrato *take or pay* que inclui reajuste anual de preços de acordo com a inflação brasileira. Conseqüentemente, a receita no terceiro trimestre registrou uma queda de 3,3% em relação ao mesmo período do ano passado, atingindo R\$108 milhões.

Já a receita dos nove meses subiu 2,7% para R\$373 milhões, em função, justamente, do aumento contratual de preços que compensou a queda na produção. Tivemos no trimestre EBITDAX superior a R\$46 milhões com margem EBITDAX de 59,2%.

Vamos agora para o slide 6 para um olhar mais detalhado dos nossos custos operacionais. Os custos ficaram em linha, tanto nas comparações entre trimestres como entre os períodos de nove meses. Os custos de produção subiram 16% para R\$20,6 milhões neste trimestre em função basicamente deste ter sido um trimestre completo de operação da estação de compressão, comparado a apenas meio trimestre no mesmo período do ano passado, já que a estação começou a operar no meio do mês de agosto de 2015.

Os maiores custos com manutenção, de R\$10 milhões no trimestre, comparados a R\$3 milhões no mesmo período do ano anterior, estão relacionados, principalmente, à manutenção e pintura da plataforma do Campo de Manati, que está em andamento.

A QGEP já incorreu em R\$24 milhões do total de R\$50 milhões programados para este ano. No mesmo período, a depreciação e amortização foram significativamente menores em comparação com o mesmo trimestre de 2015 em função do impacto da variação cambial sobre a provisão de abandono e também da revisão deste valor por parte do operador, ocorrida no final de 2015.

Passando para o slide 7, vemos que o aumento dos custos de produção e de manutenção foram compensados pela redução nos custos de amortização em ambos os períodos. Os custos de produção aumentaram R\$3 milhões na comparação trimestral, enquanto os custos de manutenção foram maiores em R\$7 milhões, totalizando uma variação positiva de R\$10 milhões.

Já os valores de amortização foram inferiores em R\$10,6 milhões no trimestre, compensando praticamente todo o crescimento dos custos.

No slide 8 apresentamos as despesas gerais e administrativas, que registraram um aumento de 38% na comparação com o mesmo trimestre de 2015, totalizando R\$13 milhões no período devido principalmente à redução das atividades nos blocos operados, o que, por sua vez, reduz o repasse das despesas alocadas aos sócios em blocos onde a QGEP é operadora.

Na comparação entre os nove meses, houve queda de 5,5% em função do esforço contínuo da companhia em buscar a redução dos custos associado principalmente a serviços de consultoria.

No slide 9 apresentamos o Capex para 2016 e 2017. O valor previsto para 2016 está mantido em US\$60 milhões, tendo sido despedido US\$42 milhões até 30 de setembro, o que representa 70% do nosso orçamento total para o ano. Deste valor, 47% foram gastos no desenvolvimento de Atlanta, 36% na aquisição de sísmica para os blocos da 11ª rodada e 16% no Bloco BM-S-8.

Para 2017, estamos ajustando as nossas estimativas e reduzindo nosso orçamento para US\$73 milhões em comparação com a estimativa anterior, que era de US\$95 milhões. Em 2017, 50% dos gastos estão concentrados no Campo de Atlanta e os 50% restantes em atividades exploratórias relacionadas ao Bloco BM-S-8 e aos blocos da 11ª rodada.

Esta redução decorre principalmente da postergação da perfuração do bloco CAL-M-372 e do terceiro poço de Atlanta, que, se for perfurado, ocorrerá após o início da produção, em 2018. Ressalto que as nossas necessidades de Capex para 2016 e 2017 somam US\$133 milhões, portanto, estamos 100% capitalizados para este investimento.

Nos próximos 2 slides vamos comentar sobre a nossa rentabilidade no período. No slide 10, apresentamos o EBITDAX que registrou uma queda em função direta da redução na produção de gás de Manati. O EBITDAX atingiu R\$46 milhões no terceiro trimestre comparado a R\$62 milhões no mesmo trimestre de 2015, como resultado da menor produção, aliado aos maiores custos de manutenção e pintura.

Já nos nove meses de 2016, o EBITDAX foi de R\$151 milhões comparado a R\$212 milhões nos nove meses de 2015 devido aos maiores custos operacionais relacionados ao

início da operação da estação de compressão de Manati e de maiores gastos exploratórios com a aquisição de sísmica para os blocos da 11ª rodada em 2016.

Vale destacar que o EBITDAX do terceiro trimestre já foi bem superior ao do segundo trimestre de 2016, quando houve uma concentração maior de gastos para aquisição de dados sísmicos.

O mesmo movimento ocorre no nosso lucro, como vocês podem ver no slide 11. No trimestre, houve um declínio no resultado financeiro quando comparado com o mesmo período do ano anterior em razão da apreciação do real no trimestre; movimento contrário ao ocorrido no mesmo período de 2015.

Da mesma forma, ao mesmo tempo em que o lucro cresceu substancialmente frente ao apresentado no segundo semestre, registramos uma queda de 47% quando comparado ao mesmo período do ano passado. Esta volatilidade no resultado em função da variação cambial é fruto de nossa política de gestão de risco de mercado; construímos posições de *hedge* visando proteger a nossa capacidade de investimento futuro, considerando que grande parte do nosso Capex é denominada em dólar.

Passo agora a palavra de volta ao Lincoln para a análise de nossos ativos.

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. Vamos, então, para o slide número 12. Nós já discutimos na teleconferência do segundo trimestre a entrada da Statoil como sócia e operadora do Bloco BM-S-8. Eles estão investindo cerca de US\$2,5 bilhões neste projeto, o que dá uma dimensão do valor que esta descoberta tem e o seu significado para o crescimento desta companhia no Brasil.

A operação já foi aprovada pelo CADE e estamos agora aguardando apenas a aprovação final da ANP. Acreditamos que a entrada da Statoil representa uma segurança no potencial do pré-sal brasileiro renovando a confiança do setor de energia do país.

Esta transação ocorreu logo após a aquisição da BG Group pela Shell, por cerca de US\$52 bilhões ocorrida no início do ano, e que englobou ativos do mundo inteiro. Estas duas operações destacam a atenção que os ativos brasileiros vem recebendo da indústria mundial, conforme destacamos no início de nossa apresentação.

Como vocês sabem, Carcará tem apresentado resultados muito encorajadores a partir dos testes realizados nos poços Carcará Norte e Carcará Noroeste, que indicaram óleo de alta qualidade, sem contaminantes e coluna de óleo da acumulação de pelo menos 530 metros, além de não ter sido identificado o contato óleo-água em ambos os poços.

Todos estes resultados corroboram nossa opinião de que o BM-S-8 é um dos ativos mais interessantes do pré-sal brasileiro. É importante também lembrar que a descoberta de Carcará abrange tanto o Bloco BM-S-8 como a área adjacente ao norte, que deverá fazer parte da próxima rodada de licitações da ANP, programada para o segundo semestre de 2017.

O cronograma de atividades do BM-S-8 não sofreu alterações. Os próximos passos serão um teste de formação em Carcará Noroeste, programado para 2017, e a perfuração do poço pioneiro Guanxuma, que se espera que ocorra também a partir de 2017.

Vamos agora ao slide 13, falar sobre a operação que divulgamos em outubro com a Pacific.

A QGEP celebrou um acordo com a Pacific Brasil onde assumimos a participação que ela detinha em três blocos exploratórios, um deles na Bacia da Foz do Amazonas e dois na Bacia do Pará-Maranhão. Como parte do acordo, a Pacific quitou a inadimplência de R\$51,2 milhões que tinham conosco referente à aquisição de sísmica para os blocos no Pará-Maranhão, e também antecipa à QGEP o valor de US\$10 milhões como parte das obrigações mínimas assumida nos dois blocos.

O valor adicional de compromissos assumidos do programa exploratório mínimo pela QGEP com o aumento de participação nestes blocos é de R\$132 milhões. No entanto, este valor será reduzido para R\$87 milhões até o final do próximo ano considerando o abatimento das obrigações referentes à sísmica já realizada nestes blocos.

Com este acordo, temos mais espaço em nosso portfólio para futuras operações de *farm out* nestas áreas. É sempre bom lembrar que a QGEP já pediu um adiamento dos dois blocos do Pará-Maranhão, adiamento dos compromissos, e está em fase de avaliação na ANP.

Vamos agora para o slide 14, comentar sobre Atlanta. Este será o primeiro campo operado pela QGEP a iniciar a produção de óleo. O primeiro estágio de produção no Campo de Atlanta será o sistema de produção antecipado (SPA), que consiste em 2 poços produtores e produção inicial de 20.000 barris de óleo por dia. O consórcio ainda tem a possibilidade de furar um poço adicional, o que resultaria em um aumento na produção para uma média de 30.000 barris de óleo por dia.

O FPSO Petrojarl I, que será utilizado nesta fase, está sendo adaptado em Roterdã, na Holanda, pela Teekay, proprietária da embarcação. Não há como não estarmos desapontados pelo fato da chegada do FPSO ter sido postergada novamente, e agora está prevista para o terceiro trimestre de 2017, com o primeiro óleo esperado para o final do ano.

Como forma de acompanharmos este processo, o diretor de produção Danilo e eu estivemos recentemente em Roterdã, onde nos encontramos diretamente com os principais executivos da Teekay. O lado positivo que podemos dizer é que posso ressaltar que a maior parte das questões técnicas foram superadas e o desafio que temos pela frente está, sobretudo, ligado à execução dos trabalhos que ainda precisam ser realizados pela Teekay e pelo estaleiro.

Estamos esperançosos que os pontos em aberto serão resolvidos a tempo, de modo a cumprir o novo cronograma que foi estabelecido. Estamos trabalhando arduamente e esperamos muito que este seja o último atraso do cronograma de chegada desta embarcação.

Vamos agora para o slide 15 comentar o restante de nosso portfólio de exploração.

Demos continuidade à primeira fase exploratória dos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitações da ANP. Os dados sísmicos dos blocos das Bacias de Foz do Amazonas, Ceará e Espírito Santo já foram adquiridos e processados, e estão sendo interpretados para a avaliação do seu potencial exploratório. Já nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão, estamos aguardando o processamento preliminar dos dados sísmicos adquiridos, que deverá ocorrer ou deverá ser entregue para a gente até o final deste ano.

Os custos totais para aquisição e processamento destes dados sísmicos nestes blocos, assim como despesas relacionadas, deverão somar aproximadamente US\$19 milhões em 2016, refletindo a maior participação da QGEP adquirida da Pacific, como já citamos.

No Bloco CAL-M-372, o cronograma de perfuração do poço pioneiro foi alterado agora para 2018. Ainda estamos em discussões com a ANP a respeito da obtenção da extensão desses prazos para a concessão em função das condições de mercado e o prolongado processo de licenciamento ambiental que esta área tem sofrido.

Em nossos dois blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas, recebemos os termos de referência do Ibama referentes à licença ambiental no final de 2016, agosto de 2016, para com isto prosseguirmos com a aquisição dos dados sísmicos. Atualmente, a companhia está avaliando o momento exato para o início deste processo de aquisição sísmica, que está previsto para o final de 2017, e estamos em conversações com algumas companhias de aquisição sísmica que operam no litoral brasileiro.

Vamos agora para o último slide, de número 16, para as conclusões. Continuamos otimistas com relação ao ano de 2016, temos um portfólio estratégico e adequado e um entendimento profundo do setor de óleo e gás no Brasil, e cremos que nossa estratégia tem se mostrado acertada.

O Campo de Manati continua sendo uma fonte valiosa de receita, EBITDAX e fluxo de caixa, mesmo com uma produção menor. Assim que observamos uma melhora na demanda por gás, seremos capazes de aumentar a produção e conseqüentemente a rentabilidade, já que a capacidade de produção de Manati permanece em 6 milhões de m³ por dia.

Estaremos planejando as atividades no Bloco BM-S-8 em parceria com a Statoil, a nova operadora. Este é um ativo extremamente relevante para a QGEP e para o Brasil e estamos seguros que a chegada da Statoil trará maior visibilidade para o seu desenvolvimento.

Seguimos executando continuamente nosso planejamento estratégico de longo prazo explorando ativamente oportunidades no setor. Nos últimos 12 meses geramos um valor significativo ao otimizarmos o nosso portfólio e manter o foco nos ativos de alto potencial.

Somos a operadora e a única proprietária de dois ativos de alta qualidade na Bacia de Sergipe-Alagoas, a qual vem mostrando seu potencial de forma evidente no Brasil. Buscaremos oportunidades no que diz respeito tanto a aquisições como a *farm out*. O mesmo vale para os blocos do Pará-Maranhão recém-adquiridos da Pacific.

Resumindo, estamos confiantes de que a experiência da QGEP como operadora em águas profundas, os relacionamentos desenvolvidos por meio de parcerias com grandes corporações, além da diversidade e qualidade de nosso portfólio de ativos, nos colocam em uma excelente posição, de modo a nos beneficiarmos com o crescimento do setor previsto para 2017 e para os próximos anos.

Agradecemos a vocês e estamos à disposição 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 vem do Sr. Bruno Montanari, Morgan Stanley.

Sr. Bruno: Boa-tarde, obrigado por pegar as perguntas. A primeira pergunta é em relação à Atlanta. Quería entender um pouco os desafios deste projeto.

Eu entendo que o FPSO precisa de bastante customização dada a especificidade do óleo, muito pesado, mas o que dá confiança para vocês de que o novo *guidance* de que o primeiro óleo é agora razoável? E tendo em vista os desafios técnicos também, o que dá a confiança de que a recuperação do óleo do Campo vai ficar em linha com o nível de reserva 2P já anunciado?

A segunda pergunta (na verdade, são todas sobre Atlanta), vocês conseguem nos passar uma atualização da situação da OGX em relação aos *cash calls* e também me lembrar o que que acontece em caso de *default*, quais seriam os passos?

E rapidamente, uma última. Vocês chegaram a discutir algum tipo de compensação com a Teekay por conta destes atrasos consecutivos na entrega do Petrojarl? Muito obrigado.

Sr. Lincoln: Bom Bruno, você tem um conjunto aqui de perguntas que podem demorar 2h e a gente vai tentar fazer um pequeno resumo para você. As duas primeiras eu vou pedir para o Danilo falar sobre elas, a gente pode comentar depois também, e com relação à OGX, compensação, eu respondo, está bom? Por favor, Danilo.

Sr. Danilo: Boa-tarde, Bruno. Desafios técnicos de Atlanta: vou esclarecer o que aconteceu na adaptação do FPSO. Como já mencionamos, na avaliação da Teekay, a obra seria realizada em 14 meses, fazendo apenas um *upgrade* da planta e a renovação do navio, o que não aconteceu.

Nos primeiros meses, o detalhamento de engenharia detectou que a planta... que seria um *upgrade* muito maior, tiveram praticamente que retirar os equipamentos existentes, encomendar novos equipamentos, e estes equipamentos só foram chegar ao estaleiro praticamente à época em que o navio já deveria estar aqui no Brasil, em torno de fevereiro ou março de 2016.

Então, os desafios técnicos foram justamente no *design* da planta. Estes desafios já foram vencidos, os equipamentos estão na planta, no estaleiro, tudo está no seu local, dentro do navio, faltando as interligações, as montagens e os testes de comissionamento.

Mas acontece que este atraso gerou um novo problema, que é como lidar com um contrato que tem um afretador, que somos nós, quando ele já tem um atraso, um contrato com o estaleiro, que ele tinha um certo tempo de operação no estaleiro, já ultrapassou muito, e provavelmente, eles próprios mencionaram, com os *lenders* dessa construção.

Então, este problema hoje está sendo equacionado nestas três frentes pela Teekay. Nós estamos participando ativamente, já em nível do CEO das companhias, como o Lincoln mencionou. Chegamos em Roterdã, também com altos executivos da Teekay, para juntos tentarmos equacionar ao mesmo tempo todas as frentes de batalha para que esse FPSO chegue ao final de 2017 e consigamos produzir.

Com relação ao reservatório, este continua com os mesmos estudos que nós fizemos ano passado. São válidas todas as simulações que fizemos. Os testes foram excelentes, o

reservatório produz e produz na quantidade que tínhamos simulado e não vemos nenhum problema de produção. O único problema que temos é a chegada do FPSO e iniciar efetivamente a produzir.

Agora Lincoln responderá as outras duas.

Sr. Lincoln: Bom Bruno, com relação ao *default*, sim, a OGX continua em *default*, a gente não vê condição deles nos pagarem ainda. Hoje o *default*, considerando o que eles devem aqui no Brasil e na nossa sucursal lá fora, que é responsável pelos equipamentos repetíveis e etc., este montante hoje está em torno de R\$51 milhões.

Então, é isto que eles continuam nos devendo e nós continuamos com as nossas proteções habituais, que é o contrato de concessão e o JOA. E a gente tem tido contatos com a ANP, que acompanha de perto a situação da OGX, e a gente está gerenciando, obviamente, sempre acreditando que eles possam, a um determinado momento, vir a pagar.

Eles continuam fazendo um processo de venda desta participação no mercado, a gente sempre ajuda no que é possível, fazendo algum tipo de apresentação para eventuais candidatos. A gente acha que esta é a melhor saída que eles teriam hoje e, portanto, a gente tem feito esta ajuda desta forma, acompanhando, mandando as informações que nos são solicitadas pela ANP e, ao mesmo tempo, tentando dar vazão a algumas companhias que procuram saber o status deste projeto para uma eventual venda que eles venham a fazer. E é esta situação que nós enfrentamos hoje, sabendo que eles terão muito pouca chance, a não ser por uma venda, de cumprir com estas obrigações.

Como está havendo uma certa demanda de interessados, a gente continua levando, sem maiores ações que venham, porventura, garantir os nossos direitos, mas eles estão preservados, porque a gente faz essas comunicações sempre - do status do *default* - para a ANP, que é o órgão regulador e que, na verdade, acompanha e pode tomar as principais ações no que diz respeito à presença ou não da OGX. Mas, até o momento, a gente está gerenciando e procurando que eles possam fazer esta venda.

Com relação à Teekay, sim, todos esses contratos, Bruno, eles preveem cláusulas de multa por atraso e etc., é *default* e essas cláusulas existem. Nós não buscamos obviamente exercitar essas multas, mas elas, sem dúvida, farão parte de qualquer acordo que a gente esteja fazendo, e nós estamos conversando de fato com a Teekay como forma de mitigar obviamente todos estes atrasos e, entendendo, o que está inclusive acontecendo, mas, sem dúvida, todas as cláusulas pertinentes à atraso estão sendo consideradas.

Mas o que nós queremos mesmo é receber o navio. Isto é o que para nós importa, isto é o que vai de fato agregar valor ao nosso portfólio e esperamos que isto venha a se dar agora, com este atraso em torno de 6 meses, que a gente consiga finalmente, então, resolver isto.

Mas nós estamos imbuídos de resolver este assunto em 2017. 2017 é um *deadline* que a gente tem e estamos confiantes, de acordo com estas visitas que temos feito e de nossas conversas, que eles agora consigam realmente cumprir com tudo isto, já que o problema é mais a integração mesmo e é esta solução. Todos os equipamentos já estão a bordo, agora é mais um trabalho de HH e *engineering* mesmo.

Então esta é a situação. Não sei se isto satisfaz a sua pergunta, Bruno.

Sr. Bruno: Satisfaz, sim. Bastante detalhado, muito obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Felipe Santos, JP Morgan.

Sr. Felipe: Bom dia Lincoln, bom dia, Paula. São duas perguntas rápidas. A primeira, dado este atraso em Atlanta, vocês acham que caberia ou seria necessário fazer alguma provisão contábil, de qualquer modo que seja, para este atraso? Existe alguma coisa que vai impactar o quarto trimestre que vocês conseguem antecipar?

E a segunda pergunta é, mesmo em relação à OGX, qual o prazo que a OGX está sem pagar vocês e qual que seria o prazo limite para vocês conseguirem exercer alguma coisa ou partir para uma solução judicial, que não seja uma solução tentando ajudá-los a vender o *stake*?

Sr. Lincoln: Felipe, eu vou passar aqui para a Paula, que vai te dar qual é o procedimento que a gente tem adotado nesses casos em relação ao atraso, e a segunda pergunta eu respondo.

Sra. Paula: Oi Felipe, bom dia. Com relação a esta questão do atraso de Atlanta, a gente agora está prevendo o primeiro óleo para o último trimestre do ano que vem, último trimestre de 2017, e isto não traz nenhuma consequência nos nossos testes de *impairment*, então não tem nenhuma necessidade de provisão do ativo que a gente tem em Atlanta em função deste atraso no cronograma.

Estes são testes que a gente faz anualmente, mas faz uma revisão trimestral também no fechamento de cada um dos balanços, e, não foi identificada nenhuma necessidade de provisão em cima do valor do ativo.

Com relação à OGX, eu vou passar aqui para o Lincoln responder.

Sr. Lincoln: É Felipe, nós temos um documento, que é o contrato de concessão, que tem uma provisão dizendo que uma vez declarado o *default* e sendo requisitada uma ação pelo consórcio em relação à companhia que está em *default*, a agência tem todo um processo que ela pode desencadear e que pode chegar ao final dando um prazo prudencial para a companhia, que está no contrato são três meses, ou seja 90 dias, para que ela faça, então, que ela cumpra com o pagamento do *default* ou que ela, então, pode ser expulsa do projeto, ela pode ser expulsa do contrato.

Mas este processo todo sempre passa por períodos intermediários que seria natural de um pedido de venda, sem dúvida. Se ela for contatada, ela pode dizer que vai tentar vender para tentar cumprir este processo.

Nós, mesmo tendo já comunicado à agência, percebemos - obviamente conversando com a OGX também - que eles já estariam fazendo este processo, que eles estão fazendo... eles já fizeram em outras ocasiões que é o contato direto com algumas companhias e etc., e com esse *revival* que está acontecendo no Brasil em relação à cadeia de óleo e gás, há uma série de companhias que estão retornando e olhando para o Brasil de uma maneira diferente.

É claro que o mercado mundial também deu uma certa estabilidade com o óleo a US\$50 o barril, então, aquilo que porventura viria a ser exigido que a OGX fizesse, ela está fazendo novamente agora, nos comunicou, inclusive nos pediu uma certa ajuda. Então, este é um processo normal, quer dizer, ela deveria fazer sobre os auspícios ou sobre um pedido da ANP, mas ela já está tomando esta iniciativa, então nós estamos só dando este

desenvolver para eventualmente seguir com uma outra posição nossa de exercício desse direito.

Mas como para nós interessa em primeira instância a venda deles e termos um sócio com músculo para este projeto, não com músculos só agora, mas com músculo para o futuro, para o desenvolvimento e etc., nós estamos, assim, de comum acordo com a Barra aguardando uma evolução do processo de venda que eles estão fazendo neste exato momento.

Sr. Felipe: Obrigado gente, obrigado Paula. Deixa eu só fazer um *follow-up* rápido. A admissão... não passa uma das hipóteses ser feita a diluição do *stake* da OGX em função do Capex já realizado de forma que no final das contas ela fique com zero e vocês tomem... e o consórcio tome 100% do bloco?

Sr. Lincoln: Sem dúvida. Sem dúvida. Esta possibilidade sempre esteve e sempre está no nosso radar e ela é algo que, no *bottom line*, ela seria exercida, mas não através provavelmente de um processo administrativo, a gente tentaria inicialmente fazer isto através de um acordo, de um acordo com a própria companhia. Mas ainda esta preferência é da venda, porque nós temos que sempre olhar não só o que nós temos hoje de *default*, mas nós temos que olhar, ao fazer esta assunção, nós temos que olhar também as nossas responsabilidades futuras para o *development* e etc.

Por isto este teste do mercado ele tem importância para a gente também, ele é importante que se vier alguém, se não no todo, mas em parte, ajudaria obviamente ao segundo passo e que poderia ser um acordo, então, com a OGX para que assumíssemos a parcela que ela tem. Assumíssemos estou dizendo eu não posso falar pela Barra, mas em primeira instância seria o próprio consórcio entrando lá. Isso sempre esteve presente, mas a gente quer esgotar a primeira hipótese.

Sr. Felipe: Ok, perfeito. Obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Diego Mendes, Itaú BBA.

Sr. Diego: Oi, bom-dia a todos. Bom dia Lincoln. Eu tenho duas perguntas, primeiro, com relação é... qual que vocês acham que vai ser a estratégia de venda dos ativos comprados da Pacific, se a ideia é esperar alguém perfurar algum bloco na região e depois fazer o *farm out* ou já começar a olhar algum *farm out* neste momento?

E a segunda, um pouquinho mais geral. Na competição dos ativos de E&P aqui no Brasil, a gente tem visto aí o governo bastante aberto a fazer novas mudanças, mudanças no cenário para os novos blocos, mas a gente sabe que existe uma série de limitações para o que já foi concedido, o que faria com que os novos ativos tivessem uma atratividade melhor do que os antigos, principalmente na questão de conteúdo local.

Como é que vocês estão vendo esta competição por estes ativos, o pessoal olhando o Brasil, está todo mundo olhando para a coisa que já foi concedida também e está em exploração com o conteúdo local alto, ou o pessoal está realmente focado nessas coisas mais novas que, teoricamente, teriam menor conteúdo local? Obrigado.

Sr. Lincoln: Muito bem. Diego, ótimo, eu vou passar aqui para o Mendes, que está a cargo e bastante envolvido com relação à sua primeira pergunta, já que isto é um processo que a gente não vai esperar muito não. Então, eu vou pedir para que ele responda e depois a gente conversa um pouquinho sobre o interesse do Brasil, que é sua segunda pergunta.

Sr. Felipe: Está ótimo.

Sr. Mendes: Bom-dia, Diego. A questão do *farm out* nos blocos que a gente está aumentando a participação, ela envolve não só a questão dos blocos com a Pacific, que nós assumimos a participação da Pacific, é desde um contexto mais amplo, que envolve inclusive os blocos que nós pegamos na rodada 13 lá nos blocos de Sergipe, são blocos também que nós entramos em desenvolvimento agora e que certamente a gente está buscando o processo de *farm out* para encontrar sócios para estar seguindo estes projetos.

Nós já estamos em andamento, como o Lincoln falou anteriormente, o cenário deu uma alteração significativa, nós já temos bastante companhias entrando em contato, grandes empresas entrando em contato com interesse nesses ativos e nós já estamos em andamento com os processos iniciais de confidencialidade e de entrar o mais rápido possível no processo de *data room*.

A gente está bastante animado porque o que a gente teve de evolução desde a interpretação para a entrada no *bid* nos blocos de Foz, de Pama, o que a gente tem recebido através dos dados de sísmica que foram adquiridos na área estão trazendo à gente mais conforto ainda, mais otimismo em relação a essas áreas, então nós estamos bastante otimistas em relação ao processo que está em andamento para a gente participar com outras companhias nestes blocos de Foz, Pama e Sergipe-Alagoas.

Sr. Lincoln: Ok Diego?

Sr. Diego: Está ótimo, obrigado.

Sr. Lincoln: Bom, com relação ao ambiente, Diego, é notório a mudança que está havendo de humor em relação ao Brasil, seja pela macroeconomia, seja pelas as novas PECs que estão sendo aprovadas com relação à gastos e a parte fiscal, tudo isso tem melhorado muito o humor do Brasil.

Paralelamente, a indústria de óleo e gás tem sofrido uma atenção muito grande do governo. Então, inclusive eu acho que até soube que já foi votada a lei do pré-sal sem alteração nenhuma daqueles destaques. Haviam 5 destaques que iriam ser apreciados e nenhum deles ganhou corpo ali, que seriam destaques que travariam um pouco mais a presença de novos operadores no pré-sal. Então, isso parece que até já passou.

Então, toda a mudança que está ocorrendo é para dar competitividade ao Brasil. Tudo que está sendo proposto pela indústria é para dar competitividade, e dar competitividade num cenário ainda de retração de preço de óleo muito melhor do que do início do ano, e melhor provavelmente em 2017, mas mesmo assim estes efeitos de algumas regulações eles têm provocado muito interesse pelo Brasil.

Nós temos sentido muita companhia retornando ao Brasil, perguntando sobre Brasil e há dois grupos de interesse claros: um é daquelas companhias que virão olhando o pré-sal, já que o pré-sal deverá ter uma licitação provavelmente bastante competitiva das áreas já descobertas e unitizáveis, não é isto? E a segunda, são as demais áreas que estarão sendo colocadas como concessão.

Entre estas, a gente coloca inclusive Sergipe-Alagoas, porque Sergipe é uma área que tem uma atratividade imensa e, na nossa escala aqui, Sergipe está logo depois de Campos e Santos hoje como a principal área de prospecção para o Brasil.

Mas, de um modo geral, toda água profunda está aberta, mas a gente espera que tenha realmente uma concentração maior do Nordeste para o Sul já que a fase de investimento para a equatorial vai começar em 2017, e entre 2017 e 18 nós estamos prevendo alguma coisa entre 18 e 19 para nossa atividade.

Então, eu creio que haverá, em vista de tudo que está acontecendo no cenário regulatório e institucional com a recuperação lenta, mas contínua, do preço do óleo, haverá muito interesse, sim, pelo Brasil e, sobretudo, nestas duas licitações; a primeira das áreas unitizáveis do pré-sal e a outra de concessão, que vai abranger algumas bacias de fronteira e algumas bacias não necessariamente de fronteira no Nordeste, e eu destaco aí, sem dúvida nenhuma, Sergipe-Alagoas.

A gente destaca por quê? Porque nós tomamos a iniciativa de fazer isto há um ano atrás, porque já acreditávamos que era, e continuará sendo, a próximo fronteira exploratória do Brasil a água profunda de Sergipe-Alagoas.

Sr. Diego: Está ótimo, muito obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Alevato, Santander.

Sr. Gustavo: Oi, bom-dia a todos. Eu tenho três perguntinhas rápidas. Primeira, relacionada ao BS-4, se alguma coisa muda no contrato com a Shell devido a este atraso para a venda de petróleo.

A segunda pergunta também é relacionada a BS-4, se eventualmente algum parceiro vender a QGEP tem direito de *tag along* para vender junto e isso está sendo considerado na estratégia da companhia se for um preço atrativo?

E minha terceira pergunta está relacionado ao Campo de Manati. Se, dada a queda de demanda de gás, se tem algum espaço no contrato, alguma cláusula que prevê algum reajuste de preço diferente do que vinha ocorrendo nos últimos anos? Obrigado.

Sr. Lincoln: Alô... olha, Gustavo, com relação à Shell, ao contrato que a gente tem de venda, não. Ele não se altera, a Shell obviamente ainda está fazendo o marketing deste óleo, procurando a melhor forma de vendê-lo através de uma corrente do Brent. Então, no nosso acordo, não tem nada.

É claro que a gente quer o quanto antes vir com este óleo para o mercado para marcá-lo a mercado e criar uma corrente para o óleo de Atlanta, nós estamos imbuídos, sem dúvida, nisso. Então, a gente não espera nenhuma mudança com relação ao contrato com a Shell, mas, sem dúvida, estamos sim querendo acelerar o quanto possível para a entrada em produção do Atlanta.

Com relação à eventual possibilidade de venda ou não caso algum parceiro venda Atlanta, é o caso específico da OGX, nós não temos necessariamente nenhum tipo de proteção com *tag along* nestes contratos, mas isto são coisas comerciais Gustavo. Sem dúvida nenhuma, nós estamos aqui para sempre fazer negócio e agregar valor à ação, agregar valor aos acionistas e etc., ainda que Atlanta tenha um caráter muito importante para nós sob o aspecto da operação, sob o aspecto da nossa inserção como operador em águas profundas do Brasil, sem dúvida, se houver uma oferta que fosse tentadora e compensadora para a gente sob o aspecto estratégico, a gente poderia vender. Mas nós não temos, não temos nenhum compromisso contratual que nos dê obrigatoriedade de venda ou não. Mas é algo que vai ser sempre avaliado pontualmente. Pontualmente.

Com relação à Manati, não. Não há nenhuma cláusula que permita revisão do contrato com relação à preço do óleo. Todo o contrato é para o volume total de Manati e não há nenhum tipo de possibilidade de revisão deste valor. Existem os critérios para o *take or pay* mínimo e etc., mas não há previsibilidade quanto à redução de preço.

Sr. Gustavo: Está muito claro, muito obrigado. Boa tarde.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Luiz Carvalho, UBS.

Sr. Luiz: boa tarde pessoal, boa tarde Lincoln, Paula, Danilo, tudo bem? Duas perguntas rápidas aqui. Lincoln, você mencionou na pergunta anterior que vocês não pretendem exercer a multa em favor de vocês pelo atraso da Teekay e que isto poderia ter algum tipo de negociação.

Só para entender um pouco melhor este ponto, esta possível multa poderia ser usada para uma possível redução do *daily rate* do FPSO em algum momento de forma parcelada em função desta multa ou a opção de não exercer isto é simplesmente uma questão de relacionamento comercial, alguma coisa assim?

A segunda pergunta é em relação à Atlanta. Assim, dado que vocês vão ter este atraso de praticamente um ano, não faria sentido considerar a perfuração do terceiro poço já este ano dado que o mercado de sonda está completamente *long* e só conseguiria uma coisa, de repente uma janela, ou é a decisão de não perfurar o terceiro poço realmente é para esperar resultado dos primeiros olhando para frente?

E a terceira pergunta rapidinho em Carcará. A Statoil já declarou interesse em aumentar a participação, principalmente mencionando área externa. Assim, algum sócio de vocês, no caso a Barra, já demonstrou interesse de vender, assim, alguma participação lá atrás e no meu entendimento seria mais simples para a Statoil comprar talvez a participação dos sócios existentes hoje do que esperar um processo de unitização. Existe alguma conversa já com a Statoil, um possível *farm in* neste sentido? Obrigado.

Sr. Lincoln: Luiz, grato aí pela presença e pelas perguntas. Bem, eu não disse que a gente não ia exercer multa, não. A gente não vai abrir mão de multa nenhuma. Todos os itens do contrato nós vamos procurar exercer. Agora, o que a gente faz é uma negociação comercial e que pode redundar em modificações para envolver isto. Mas isto é uma coisa mais ampla. O que eu disse é que nós não temos o interesse pura e simplesmente de exercer a multa. O que a gente quer é que o navio chegue aqui dentro dos prazos acordados, mas todos os elementos constantes deste contrato, e que se refiram ao atraso, eles vão ser considerados nas negociações que nós temos feito com a Teekay, e continuamos negociando com eles de uma maneira bastante ativa, de tal forma que não haja prejuízos maiores para a associação em função deste atraso.

Agora, com relação ao terceiro poço, sim, sem dúvida hoje tem uma grande alavancagem se a gente quisesse furar o terceiro poço em função de preço. Mas, na verdade, a gente não vê muito mérito de fazer isto agora dado que nós temos uma companhia que está em *default*. Nós teremos que ter uma maior exposição de caixa, que não justifica fazer agora, para adiantar.

A gente acha que este declínio dos preços de perfuração vão permanecer em 2017, nós não vemos um quadro de mudança nos preços de perfuração, de *daily rate*, portanto, para nós não era melhor fazer esta antecipação de Capex. Nós vamos fazer isto hoje de uma maneira bastante controlada, que é: uma vez iniciada a perfuração... a produção e

tendo já um *track record* da produção, a gente vai adaptar o terceiro poço àquilo que nos interessa, eventualmente fazer um pouco mais longe, numa outra posição, alguma coisa que nos ajude não só na produção, mas nos ajude também a responder algumas questões. Então, não há mérito, ainda que os preços de sonda e de *daily rate* estejam baixos, de fazer este investimento de forma antecipada. Não é necessário.

A gente espera furar entre 4 e 6 meses após o início da produção. É isto que a gente está esperando, entre 4 e 6 meses furar. Os equipamentos nós já temos todos. Isto é uma verdade, mas a perfuração a gente espera fazer desta forma. Então, sempre pensando na utilização deste terceiro poço. Sempre pensando desta forma.

Com relação à Carcará, é muito difícil para a gente comentar a estratégia da Statoil. Nós vimos também esta vontade que a Statoil tem de estar ali e obviamente não nos surpreendeu, não nos surpreendeu. É uma companhia que veio para ficar, Carcará é um *piggyback* para eles importante para a consolidação da presença da companhia no Brasil, inclusive no que se refere à comercialização de gás pelo que nós entendemos e que já foi divulgado a todos.

Então, é natural que a Statoil tenha uma presença sem dúvida dominante na descoberta de Carcará, e ela pode fazer isto através da licitação que está por vir ou eventualmente fazendo o *approach* nos parceiros, inclusive nós, para ter esse *working interest* que justifique também já o preço que eles pagaram.

Conosco não houve nenhum tipo de ação mais agressiva em relação a uma potencial aquisição, mas, sem dúvida, nós estamos aqui para agregar valor às nossas ações, aos nossos *stakeholders* e para fazer negócio. Se esta for uma opção que faça sentido no futuro para a companhia, ela vai ser considerada. Mas, se você me perguntar o que eu preferiria, eu preferiria ser sócio deles numa licitação lá fora, por exemplo. Acho que agrega mais valor para nós e para eles também.

Sr. Luiz: Está claro, fechado. Desculpe pela primeira pergunta, eu tinha entendido um pouco diferente. Obrigado pela explicação. Um abraço.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Vicente Falanga, Bank of America.

Sr. Vicente: Lincoln, Paula boa tarde. Eu queria só entender um pouco a cabeça da companhia em relação à distribuição de dividendos. Na eventual venda de participação de algum ativo aí que fique clara a geração de valor em termos de caixa, como está a cabeça de vocês? Seria possível pagar parte disto em dividendos ou não, dado o ciclo de vida aí e de investimento da companhia isto na cabeça de vocês seria muito tempo? Obrigado.

Sra. Paula: Oi Vicente, bom-dia. Com relação aos dividendos, a gente tem uma política de dividendos que ela inclusive é alçada de assembleia, então a gente vem seguindo esta política, que são os R\$0,15 por ação. Qualquer alteração a este valor ele é aprovado pelo Conselho e pela assembleia, então hoje a gente não tem nenhuma sinalização de mudança nos critérios que a gente utilizou nos últimos anos, que são estes R\$0,15 por ação seguindo a nossa política.

Sr. Vicente: Está ok, obrigado.

Operadora: Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

Novamente, para fazer uma pergunta, por favor, digite 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: Bem, eu quero agradecer mais uma vez a presença de vocês, pelas perguntas e pelo interesse demonstrado. Sem dúvida, nós trouxemos algumas novidades que não foram tão positivas pelo atraso do Atlanta, mas sempre renovando que nós estamos firmes e imbuídos para consolidar aqui a nossa estratégia, vir com a produção, dar andamento aos nossos processos e projetos exploratórios, tentar fazer um *farm out* destas áreas, trazer mais companhias para conosco dividir todos estes desafios e a gente crê que as motivações que existem hoje no país, as motivações sob o âmbito regulatório, sob o preço do óleo e sob as melhores das condições econômicas, vão facultar este tipo de decisão que nós estamos perseguindo já há tanto tempo.

Então, eu agradeço a vocês mais uma vez a presença e colocar sempre à disposição a nossa área de RI e nós mesmos para eventuais discussões e para eventuais outras perguntas que vocês por acaso ainda tenham.

Agradeço, então, e eu gostaria de convidá-los para a nossa APIMEC, que deverá ser no dia 22 de novembro deste mês, então no dia 22 aqui no Rio de Janeiro, onde a gente poderia conversar um pouco mais também sobre o andamento e a evolução dos nossos projetos, tá bom?

Bom-dia a todos e muito obrigado.

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