

**Operadora:** Boa tarde e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP** para discussão dos resultados referentes ao **segundo 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, Gerente 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, **Sr. Lincoln Rumenos Guardado**, que dará início à apresentação. Por favor, **Sr. Lincoln**, pode prosseguir.

**Sr. Lincoln Guardado:** Bom dia todos, muito obrigado por participarem mais uma vez da teleconferência de divulgação de resultados do segundo trimestre de 2016 da QGEP.

Se vocês estiverem acompanhando a nossa apresentação online, eu destaco que vamos começar pelo slide número 3, por favor.

Este primeiro semestre de 2016 foi um período desafiador para a QGEP, já que atravessamos um cenário com condições adversas no ambiente econômico e com volatilidade no preço da commodity. No entanto, continuamos a executar nosso planejamento estratégico progredindo na direção correta e buscando nos tornarmos um produtor independente de óleo e gás.

Destacamos que possuímos um portfólio balanceado de ativos em diferentes estágios de maturação, permitindo assim avançar de forma consistente com as nossas atividades de exploração e desenvolvimento da produção e manter geração de caixa positiva.

Um dos ativos de destaque do nosso portfólio é o Bloco BM-S-8, onde está localizada a descoberta de Carcará, no pré-sal. O alto potencial deste ativo, tal como os demais do pré-sal brasileiro, permanece atraente apesar dos desafios enfrentados pelo setor nos

últimos dois anos. O pré-sal brasileiro é uma área exclusiva, com grandes reservas, geologia altamente favorável e um histórico de produção já comprovado.

No último mês observamos um movimento relevante no mercado de óleo e gás brasileiro com o anúncio da entrada da Statoil como sócia e operadora do Bloco BM-S-8, investindo US\$2,5 bilhões neste projeto. Acreditamos que a entrada da Statoil representa uma crença no potencial do pré-sal brasileiro, renovando a confiança no setor de energia deste país.

Esta transação ocorreu após a aquisição da BG Group pela Shell por US\$52 bilhões, uma transação que ocorreu no mundo inteiro, no início deste ano. Acreditamos que estas duas transações destacam a atenção que os ativos brasileiros vêm recebendo da indústria mundial.

Os desafios são evidentes no Brasil e a QGEP não está imune a eles. O país enfrenta uma grande recessão, como consequência um declínio na demanda do gás, tendo afetado o resultado do período.

Mesmo neste cenário, estamos observando uma melhoria contínua no que se refere à competitividade do setor de óleo e gás no Brasil. Continuamos a acompanhar os movimentos no sentido de uma maior flexibilidade da indústria de óleo e gás no país com iniciativas destinadas a alterar regras, por exemplo, de conteúdo local e possibilitar múltiplos operadores no polígono do pré-sal, bem como ao anúncio de uma nova rodada de licitações em 2017.

Temos enfrentado com resiliência estes desafios temporários devido, em grande parte, à nossa disciplina e à visão de longo prazo relacionado aos nossos negócios. Esta conduta tem como objetivo a manutenção do fluxo de caixa positivo de nossas operações e um sólido saldo de caixa e otimização dos nossos investimentos.

Vamos agora para o slide 4. No segundo trimestre de 2016 a QGEP foi impactada por diversos fatores decorrentes dos desafios já mencionados anteriormente. Ainda assim, mantivemos o fluxo de caixa positivo e fizemos progressos em diferentes ativos de nosso portfólio.

A produção média de gás em Manati ficou em 5,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia neste segundo trimestre, significativamente inferior tanto em relação à produção registrada no primeiro trimestre quanto em relação ao segundo trimestre de 2015.

A recessão no Brasil resultou em menor demanda por gás na região Nordeste e, conseqüentemente, redução na produção de Manati. A nossa estimativa é que a produção anual de Manati atinja a média de 5,1 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2016; inferior à produção do primeiro semestre, que foi da ordem de 5,5 milhões de m<sup>3</sup> por dia de gás. É importante ressaltar que a menor produção não afeta o valor do Campo de Manati como ativo. A última certificação avaliou as reservas 2P de Manati em 11,7 bilhões de m<sup>3</sup>. A capacidade de produção do campo permanecerá em 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia pelo menos até o início de 2018.

Além disto, mesmo com uma produção de 5,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia, a margem EBITDAX de Manati deverá ficar entre 60 e 65%, e isso gerará caixa mais que suficiente para cobrir as despesas operacionais da Companhia.

No Bloco BS-4, Campo de Atlanta, continuamos a trabalhar para iniciar a produção do primeiro óleo no primeiro semestre de 2017. Um passo importante para que isto

aconteça é a chegada do FPSO, que deverá ocorrer no primeiro trimestre do próximo ano.

Como já mencionei, a Statoil divulgou a aquisição de participação da Petrobrás no BM-S-8. Para nós esta transação é positiva, pois ressalta o valor deste ativo, no qual a QGEP tem participação de 10%, e com grande significado no médio prazo para a companhia. Estamos otimistas com relação ao cronograma de atividades na descoberta de Carcará e manteremos o mercado atualizado a este respeito.

Nossa posição financeira se mantém bastante sólida. Mesmo com a menor produção, registramos EBITDAX positivo de R\$19,5, aproximadamente R\$20 milhões, no segundo trimestre. Além disto, encerramos o período com uma posição de caixa de aproximadamente R\$1,3 bilhão, equivalente a R\$4,98 por ação. Nossas necessidades de CAPEX para 2016 e para 2017 somam aproximadamente US\$155 milhões, portanto, estamos em posição confortável em termos financeiros para este desafio.

Vou passar agora a palavra para nossa CFO, Paula Costa Côrte-Real, que vai analisar em maiores detalhes nossos resultados financeiros.

**Sra. Paula:** Obrigada Lincoln. Como o Lincoln já comentou, os nossos resultados neste segundo trimestre foram impactados por uma concentração de despesas no período. Ainda assim, continuamos gerando EBITDAX e fluxo de caixa positivos provenientes das nossas operações.

No slide 6 visualizando o detalhamento da nossa produção de gás e receita no segundo trimestre e primeiro semestre de 2016. A produção média de gás no Campo de Manati caiu de 5,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia no segundo trimestre de 2015 para 5,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia no mesmo período deste ano.

No primeiro semestre a produção teve uma queda de 4% em relação a 2015. O impacto na receita foi parcialmente mitigado pelo reajuste contratual dos preços do gás, que ocorre anualmente de acordo com a inflação brasileira. Conseqüentemente, a receita no segundo trimestre registrou uma queda de apenas 3%, para R\$120 milhões. Já para o semestre, observamos um aumento de 5%, atingindo R\$264 milhões.

Com relação aos custos operacionais, contabilizamos R\$16 milhões em custos operacionais no período. Esta despesa está relacionada à pintura da plataforma de Manati, incluindo também outros serviços de manutenção no campo. O custo total líquido para a QGEP deste processo será de aproximadamente R\$50 milhões. Os R\$34 milhões restantes serão incorridos no terceiro e quarto trimestres deste ano.

Vamos agora para o slide 7. Este slide apresenta nossos resultados financeiros em maior detalhe. Conforme já mencionei, registramos uma menor receita e maiores custos, o que resultou em um lucro bruto de R\$53 milhões em comparação com os R\$61 milhões registrados no mesmo período do ano passado.

Despesas com sísmica realizada nos blocos da bacia Pará-Maranhão também impactaram os resultados no período. Discutiremos este assunto em mais detalhes no próximo slide.

Registramos um resultado financeiro negativo de R\$12 milhões no segundo trimestre de 2016 em comparação com o resultado financeiro positivo de R\$17 milhões no mesmo período de 2015, refletindo a valorização do real frente ao dólar norte-americano.

De acordo com a nossa política de gestão de riscos de mercado, com o objetivo de manter a nossa capacidade de investimento temos aproximadamente 30% do nosso caixa indexado ao dólar para fazer frente à parcela dos compromissos futuros da companhia também denominados nessa moeda.

Como resultado do menor lucro bruto, maiores gastos exploratórios e despesas financeiras, registramos um resultado financeiro negativo neste trimestre de aproximadamente R\$8 milhões.

O lucro líquido acumulado no primeiro semestre foi de R\$39 milhões, refletindo o bom desempenho do primeiro trimestre de 2016, mas também os impactos deste trimestre já comentados anteriormente.

Estamos confiantes na nossa habilidade em gerar lucro operacional positivo no segundo semestre de 2016, com base na nossa visibilidade atual e patamares atuais da taxa de câmbio.

Vamos agora seguir para o slide 8 para um olhar mais detalhado dos nossos custos no segundo trimestre e primeiro semestre deste ano. Como vocês podem ver, os custos aumentaram para R\$68 milhões comparados a R\$63 milhões no segundo trimestre de 2015.

Vários fatores contribuíram para isto, inclusive os maiores custos com manutenção relacionados com a pintura da plataforma e o início das atividades da estação de compressão de gás de Manati em meados do ano passado.

A depreciação e amortização foram significativamente menores em comparação com o mesmo trimestre de 2015, como resultado da assinatura do aditivo contratual para a venda da reserva total de gás de Manati.

As despesas gerais e administrativas tiveram uma queda de 12% no trimestre, totalizando R\$11 milhões, e também registraram declínio no primeiro semestre do ano devido ao impacto das despesas alocadas aos blocos operados pela QGEP, bem como aos contínuos esforços internos para a redução das despesas corporativas.

No segundo trimestre registramos gastos exploratórios de R\$37 milhões, superiores aos R\$16 milhões registrados no mesmo período de 2015 em função da realização da sísmica, conforme comentado anteriormente.

Seguimos agora para o slide 9. Em função das alterações de cronograma de alguns ativos do nosso portfólio, revisamos nossas estimativas para CAPEX reduzindo os compromissos em 2016 e aumentando o nosso orçamento para 2017.

Nosso CAPEX para 2016 foi reduzido de US\$80 milhões para US\$60 milhões com 50% dos gastos concentrados no BS-4 e a outra metade relacionada ao BM-S-8 e aos blocos da 11ª rodada.

O principal motivo desta operação foi a mudança da data da chegada do FPSO no Campo de Atlanta, prevista agora para o primeiro trimestre de 2017. Da mesma forma, o orçamento para o próximo ano também foi ajustado a fim de contemplar este novo cronograma do projeto.

Ainda em 2017, as atividades previstas para os blocos adquiridos na 11ª rodada também foram revisadas, sendo postergado para o ano seguinte o início da compra de equipamentos para perfuração dos poços.

Neste primeiro semestre de 2016 já investimos US\$20 milhões, ou seja, cerca de 1/3 do nosso orçamento total de CAPEX para o ano.

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

**Sr. Lincoln:** Obrigado Paula. Vamos, então, para o slide número 11.

A QGEP tem trabalhado para se tornar um produtor de petróleo em 2017 através da entrada em produção do Campo de Atlanta. O primeiro estágio de produção será o Sistema de Produção Antecipada ou, como denominado, SPA.

Já perfuramos dois poços de produção quando estimamos uma produção inicial de 20.000 barris de óleo por dia para o sistema antecipado. O consórcio poderá ainda perfurar um poço adicional, o que resultaria em uma produção inicial de até 30.000 barris de óleo por dia.

Estimamos que a produção do primeiro óleo ocorra no primeiro semestre de 2017. Este atraso é resultado de uma alteração no cronograma de adaptação do Petrojarl I, já que há desafios na customização da unidade, que está sendo modificado (a planta de processo) em Roterdã, na Holanda.

A produção proveniente do SPA será comercializada através de um contrato de venda de óleo celebrado com a Shell. É importante destacar que o objetivo do SPA é obter dados para customização do sistema definitivo de produção de Atlanta, previsto para o ano de 2020.

Passando agora para o slide 12, como vocês sabem, 2015 foi um ano importante para a descoberta de Carcará, com resultados muito encorajadores dos testes realizados nos poços Carcará Norte e Carcará Noroeste. Os testes demonstraram óleo de alta qualidade, como já havia sido anunciado, sem contaminantes e uma coluna de óleo na acumulação de pelo menos 530 m. O consórcio não identificou ainda o contato óleo-água em nenhum dos poços já perfurados nessa área. Todos estes resultados confirmam a nossa visão de que o BM-S-8 é um dos ativos mais interessantes do pré-sal brasileiro.

Acreditamos que a entrada da Statoil no consórcio BM-S-8 demonstra a atratividade do bloco para a indústria. A Statoil pagou US\$2,5 bilhões por uma participação de 66% no bloco.

Os próximos passos serão o teste de formação em Carcará Noroeste em 2017 e a perfuração do primeiro poço em Guanxuma, localizado 30 km a Sudoeste de Carcará.

Aguardamos a conclusão do processo de venda entre Petrobrás e Statoil para discutirmos um cronograma com os sócios e com o novo operador.

Passando agora para o slide 13. Estamos avançando e progredindo em todo o restante de nosso portfólio de exploração e, sem dúvida, tendo em conta todo o cenário desafiador da indústria como um todo e sobretudo no cenário brasileiro.

Dos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitações em 2013, adquirimos e processamos os dados sísmicos das bacias de Foz do Amazona, Ceará e Espírito Santo. Na Bacia do

Pará-Maranhão estamos na fase de processamento destes dados. Estamos trabalhando para avaliar o potencial de todos os blocos com vistas a possíveis perfurações no futuro.

Em nossos dois blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas solicitamos ao IBAMA o termo de referência, que servirá de base para a aquisição dos dados sísmicos e a licença ambiental necessária para tal fim. O cronograma para o processo de aquisição destes dados ainda está sendo avaliado.

No Bloco CAL-M-372, operado pela Petrobras, permanecemos aguardando a licença de perfuração a ser emitida pelo IBAMA.

Passando agora para o slide 14. Continuamos otimistas com os desdobramentos institucionais no país no segundo semestre de 2016. Vislumbramos melhorias significativas no cenário da indústria de óleo e gás, com alto potencial de alavancagem para os nossos ativos.

O Campo de Manati continua sendo uma fonte valiosa de receita, EBITDAX e fluxo de caixa, mesmo com uma produção menor. As reservas e a capacidade de produção do Campo permanecem inalterados. O aumento da produção de gás estará relacionado à recuperação econômica e conseqüente aumento da demanda por gás no país.

Continuamos confiantes na nossa habilidade de gerar lucro operacional positivo no segundo semestre de 2016, mesmo com níveis menores de produção de gás. Esta avaliação obviamente é baseada na nossa visibilidade atual, bem como nas taxas de câmbio correntes.

Temos um cronograma de atividades planejado para a descoberta de Carcará, que é um ativo relevante para a QGEP e sem dúvida contribuirá para a sólida geração de caixa no médio e longo prazo.

Nos últimos doze meses continuamos a utilizar nosso portfólio e a nossa alocação de capital, e mantivemos o foco nos ativos de alto potencial. Continuamos monitorando oportunidades no mercado, avaliando participar de futuras licitações de maneira bastante seletiva. Da mesma forma, permanecemos avaliando o melhor momento para realizar o *farm-out* dos dois blocos de alto potencial que adquirimos na Bacia de Sergipe-Alagoas em 2015.

Resumindo, estamos avançando com nossas operações mesmo em um cenário adverso da indústria, porém, com finais claros de melhora na situação do país e no ambiente institucional e, sobretudo, regulatório.

Obrigado a vocês e estamos agora à disposição para perguntas.

### **Sessão de Perguntas e Respostas**

**Operadora:** Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, e digitem asterisco um. Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2.

A primeira pergunta vem do Sr. Bruno Montanari, Morgan Stanley.

**Sr. Bruno:** Bom dia a todos, obrigado por pegar a pergunta. A primeira é sobre o BM-S-8. Lincoln, eu queria entender se a QGEP confirma a expectativa da Statoil de que o volume dentro do bloco tem um *range* de 700 milhões a 1,3 bilhões de barris. Isto está em linha com a visão da QGEP ou pode ser o número conservador?

E ainda no Carcará, qual seria o posicionamento de vocês sobre o direito de preferência nesta questão?

A minha segunda pergunta é sobre Atlanta. Eu que entender um pouco melhor, como estes atrasos no FPSO têm sido recorrentes, eu queria entender se os desafios que vocês comentaram são mais relacionados ao fornecedor na adaptação da planta ou se o desafio, de fato, é lidar com a especificidade do óleo muito pesado no campo? Muito obrigado.

**Sr. Lincoln:** Ok Bruno, obrigado pela pergunta. Bruno, eu posso dizer para você, em linhas gerais, que o volume que está ali ele pertence ao *range* que a companhia também avalia, mas eu quero destacar que Carcará ainda tem muitas perguntas que não foram respondidas.

Uma delas, por exemplo, é o contato o óleo-água, o que permite outras interpretações com relação ao volume e até com a própria coluna de óleo, que permitiria algum tipo de modificação nestes volumes.

Então, ainda que sejam volumes, eu diria, compatíveis, existem outras visões que poderiam ser aplicadas ao volume de Carcará e as respostas virão na medida em que a gente continue com esta exploração.

Não é nada que nos assustou, mas eu quero deixar aqui explícito que tem outras versões também a respeito destes volumes recuperáveis, ok?

Com relação ao direito de preferência, eu posso adiantar a vocês que ainda que a gente acha que é uma área extremamente atraente e é difícil avaliar a importância do *deal* com respeito aos aspectos financeiros para cada companhia, né, uma que tem uma necessidade de caixa, tem uma necessidade de desalavancagem a futuro de Capex (que é o caso da Petrobras), a outra companhia que está entrando numa das melhores áreas hoje identificadas no mundo (que é o pré-sal brasileiro). Há obviamente uma estratégia aí estabelecida.

Então, eu te diria que, considerando o que a gente já conhece de Carcará, sem dúvida, se nós pudéssemos a gente poderia até tentar exercer alguma coisa. Mas a qualidade do *deal* que houve, o montante de capital que está envolvido, seria impossível, então, para a Companhia fazer qualquer movimento nessa direção e nós estaremos comunicando a Petrobras e aos sócios, está certo, uma decisão que foi do nosso *Board* de não exercício do direito de preferência nesta transação.

Mas queremos dizer que ficamos contentes pelas duas companhias, tanto a Statoil quanto a Petrobras, pela execução deste trabalho.

Em relação à Atlanta, eu vou passar aqui para o Danilo, então, que vai te dar uma cor um pouco maior a respeito do cenário de Atlanta.

**Sr. Danilo:** Bom dia Bruno. Respondendo a sua pergunta a respeito do atraso do FPSO, se é por conta do fornecedor ou por conta do óleo, eu diria que é por conta dos dois.

Como você sabe, assinamos o contrato em dezembro de 2014 para um *upgrade* do FPSO existente, cujo cronograma de construção era de 14 meses. Já em março de 2015 foi detectado que a conversão existente para as necessidades do óleo em Atlanta não seria simples como tinha sido imaginado.

Então, isto demandou a aquisição de uma série de equipamentos e uma nova engenharia de disposição e de cronograma de obra, que provocou este atraso. Então, ficamos dependendo da entrega de vários equipamentos que foram adquiridos novos e esta nova montagem também.

Então, nós estamos discutindo agora com a Teekay (que é a contratada) para o estabelecimento do novo cronograma de entrega do FPSO, que será no primeiro trimestre de 2017.

**Sr. Bruno:** Perfeito. Obrigado Lincoln, obrigado Danilo pelas informações.

**Operadora:** A próxima pergunta vem de Diego Mendes, Itá BBA.

**Sr. Diego:** Oi, bom dia a todos. Eu tenho também algumas perguntas sobre o BM-S-8. Lincoln, eu gostaria de ver, na sua visão, o que você acha, se a Statoil consegue efetivamente acelerar a curva de produção do Campo uma vez que ainda tem um monte de decisão para ser tomada em relação à unitização?

Então, a gente continuar trabalhando aí talvez com o *first oil* para 2021-2022 faz sentido ou se você acha que a Statoil consegue antecipar um pouco isto?

A outra é: numa eventual licitação da área unitizável, você falou que vocês não têm ideia de exercer o direito de preferência que vocês têm, mas valeria a pena entrar na área unitizável ou ainda falta muito detalhe para ser definido antes de vocês se discutirem isto?

E por último, só um *follow-up* na última resposta do Danilo, com relação à plataforma, uma vez que teve atraso por conta também de mudança de engenharia, não existe nenhuma ação que vocês podem tomar contra a Teekay por atraso na entrega da plataforma, como uma multa ou coisa do gênero? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Ok Diego. Com relação à uma eventual alteração, a gente vê possibilidades. Existem obviamente alguns pontos que nós precisamos cumprir para uma aceleração em Carcará.

Como você sabe, há a necessidade de fazer a unitização com a área externa porque a declaração de comercialidade pode ser feita em Carcará, mas o plano de desenvolvimento tem que envolver a área externa.

Então, a gente... para isso, duas coisas são fundamentais. Duas coisas, na nossa opinião, que servem para nós. Eu não posso responder pela Statoil. Mas serve para nossa Companhia como um elemento para eventual aceleração e faz parte também da sua segunda pergunta.

Dois pontos fundamentais: Um, que haja *bid*. Precisa ver o *bid* da área externa para que a gente consiga, então, ter lá um agente econômico, um outro consórcio ou o mesmo consórcio ou o que seja, para que possa haver este acordo de unitização.



Então, precisa o *bid* e precisa ter as regras de unitização, que já estão sendo engendradas pelo governo compatibilizando os dois modelos fiscais, de concessão e de partilha de produção.

Então, estes dois pontos são fundamentais para que haja isto.

Um terceiro ponto, e que eu creio que deve acelerar e que está sendo em discussão agora talvez até este mês, é a possibilidade de permitir outros operadores nas áreas do pré-sal.

Isso sem dúvida é um catalisador destas ações e isto irá, então, facilitar a tomada de decisão e aceleração com relação à Carcará. E não só Carcará; com outros projetos que hoje estão, digamos, num estágio ainda embrionário porque estas definições vão ser importantes.

Então, eu acho que há espaço para uma aceleração, 2022 é uma data possível desde que todas as ações que nós temos vislumbrado ao nível institucional e regulatório aconteçam este ano e uma possível licitação para a área externa no ano que vem. Ou seja, nós teríamos entre 4 e 5 anos para fazer este desenvolvimento já na área unitizável.

Eu vejo possibilidade, mas estes dois pontos principais, licitação e regra de unitização, são fundamentais e o terceiro, que é esta liberação da alteração no pré-sal pela Petrobras ou a não obrigação da operação, sem dúvida facilitaria esta aceleração do processo.

A participação no *bid* sem dúvida é possível. Nós conhecemos Carcará muito bem, temos um *feeling* a respeito do que pode estar fora, já temos estas informações, fizemos um investimento em Carcará, corremos todos estes riscos, então faz sentido participar. No entanto, esta é uma decisão que virá no bojo destas regras que eu acabei de falar para vocês. Não que a gente queira ser o operador, mas que possibilite uma visibilidade para este primeiro óleo e quais são os elementos desta licitação. Por exemplo: vai ter bônus, quanto que é o bônus, quais são os outros elementos de *commitment* e etc. que vão estar atrelados a este *bidding round*.

Com certeza nós vamos avaliar, e avaliar dentro de uma perspectiva de uma Companhia que hoje tem 10% de Carcará, e é sempre nessa perspectiva que a nossa avaliação vai ser feita e vis-à-vis os critérios que vão ser adotados para esta licitação, que muito provavelmente (esperamos pelo menos, é nossa ideia) de que isto seja divulgado ainda este ano, pelo menos com algumas notícias a respeito deste *bid* e quais serão seus principais fundamentos. Da mesma forma como aconteceu em Libra, que alguns dos pontos foram colocados com uma antecedência prudencial para que as companhias pudessem avaliar.

Então, nós vamos olhar e vamos ver dentro das nossas limitações e dentro daquilo que a nossa área e nossos aspectos financeiros de longo prazo, a exposição financeira permita. Mas, numa só palavra: interesse há.

Com relação ao FPSO e detalhes aí do contrato e respeitando um pouco aí as limitações de confidencialidade que nós temos, o Danilo vai te responder, tá bom?

**Sr. Diego:** Está ótimo, obrigado.

**Sr. Danilo:** Bom dia Diego.

**Sr. Diego:** Bom dia.

**Sr. Danilo:** Logicamente todo contrato prevê penalidades para atrasos ou qualquer ocorrência anormal na sua performance. Nós estamos numa negociação com a Teekay para o estabelecimento da data firme de chegada, e no bojo destas negociações estão incluídas estas penalidades.

Eu não gostaria de entrar em detalhes quais, mas essas negociações envolvem não só penalidades como cláusulas contratuais revistas conforme a nova necessidade conjuntural de mercado, ok?

**Sr. Diego:** Beleza. Está ótimo então, obrigado Danilo.

**Operadora:** A próxima pergunta será feita no idioma inglês pelo Sr. Frank McGann, Bank of América.

**Sr. Frank:** *Okay, thank you. Just in terms of Manati, just to make sure I heard correctly, did you say that the expected production of 5,0 million m<sup>3</sup> per day would continue through 2017 or through 2018?*

*And perhaps you could go a little bit more into what's really driving the change in demand for the gas and... because if the economy were to begin to improve say in 2017-2018, would you not expect to see a notable pickup in demand for natural gas? Thank you.*

**Sra. Paula:** Bom dia Frank, é Paula. Respondendo a sua pergunta, eu acho que, com relação à produção que a gente comentou que suspende até 2018, não é essa projeção de 5,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia, e sim a capacidade do campo em produzir até 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia.

É claro que esta é uma variável que ela depende um pouco de quanto a gente vai produzir até lá. Quanto menos a gente produzir maior reserva, e aí por mais tempo se estende esta capacidade de produção de até 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia.

Com relação à demanda, como a gente comentou na apresentação, a gente, de fato, para este ano está vendo uma demanda menor de gás e acho que em função também da situação econômica do país.

O Lincoln comentou também que a gente tem visto sinais de melhoria da economia para um futuro próximo e a gente ainda não passou uma estimativa de produção para 2017 para o mercado; eu acho que a gente quer ter uma figura mais clara deste cenário para passar a nossa estimativa de produção. Mas a gente está confiante de que a produção deva retornar a patamares acima dos deste ano em função desta recuperação econômica.

**Sr. Frank:** *Okay thank you, very clear.*

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

**Sr. Felipe:** Bom dia Lincoln, bom dia Paula. Deixa eu tirar uma dúvida. Eu não sei se vocês vão poder entrar em detalhes, mas não ficou claro para mim o que essencialmente está sendo mudado no FPSO para Atlanta.

Foi uma demanda de vocês? Foi uma parte técnica, alguma análise que vocês fizeram e falaram assim “Não, a gente tem que mudar o projeto para adequar essa nova análise”, ou foi um atraso em função de alguma coisa que vocês pediram no passado e não foi cumprido?

E, segundo, este *penalty* que vocês comentaram que teria, ele seria basicamente a taxa diária da utilização da plataforma com algum desconto ou alguma coisa, ou como é que fica esta negociação?

**Sr. Danilo:** Ok Felipe, esclarecendo aí. De novo, Atlanta é um FPSO existente, eles tinham uma planta de processo pronta e com os dados passados por *bid* foi imaginado uma conversão que duraria apenas 14 meses.

A engenharia detalhada demonstrou que os equipamentos a bordo não eram suficientes para o processo correto do óleo de Atlanta, o que ocasionou a demanda de novos equipamentos, que foram adquiridos de diversos fornecedores internacionais.

Quanto às penalidades, elas, por confidencialidade de contrato, eu não queria discutir, mas não se referem à taxa diárias. Existem penalidades que estamos negociando porque nossa finalidade não é cobrar multa, nossa finalidade é fazer uma negociação para que o FPSO chegue e cumpra a finalidade de processar o óleo e a gente efetuar o nosso faturamento.

Então, tudo isso está sendo negociado com a Teekay, incluindo penalidades, modificações, negociação de taxa. Tudo isto vis-à-vis o novo mercado de óleo e internacional, ok?

**Sr. Felipe:** Tá ok, perfeito. Obrigado.

**Operadora:** A próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Allevalo, Santander.

**Sr. Gustavo:** Bom dia a todos. Eu tenho uma pergunta simples. Vocês mencionaram que os dois blocos que vocês adquiriram no leilão do ano passado da ANP vocês estão avaliando o processo para fazer *farm-out* destes blocos.

Eu queria entender melhor qual que é a decisão da companhia; é não desenvolver ou já eventualmente estar fazendo *farm-out*? E se vocês pudessem passar alguma informação? Obrigado.

**Sr. José Milton:** Gustavo, aqui é Mendes que está falando. Em relação ao bloco de Sergipe-Alagoas, a gente está em discussão interna aqui na empresa para ver o melhor momento de a gente começar este processo de *farm-out*.

O *farm-out* é uma coisa já definida que vai ser feito, a gente não pretende de maneira nenhuma permanecer com 100% no bloco de Sergipe. Então, a questão do momento para fazer o *farm-out* é o modo que vai ser feito o *farm-out*. É uma coisa que está em discussão aqui na companhia.

Então, vai ser feito, a gente tem o processo de licenciamento para aquisição da sísmica já em andamento, não teve nenhum atraso em relação a isto. A gente está querendo fazer o mais rápido possível aí esta aquisição desta sísmica e aí o *timing* de fazer o *farm-out* em uma ou duas etapas isto aí é uma coisa que está em discussão aqui internamente, ok?

**Sr. Gustavo:** Está certo. E, assim, não sei se vocês podem compartilhar, mas já teve algum interesse de algum parceiro ou ainda é cedo para estar falando isto?

**Sr. José Milton:** Não, a gente tem tido contato, né, vários contatos, várias companhias que já se aproximaram de manifestar interesse do momento que nós abrimos para o *farm-out*. Já existem várias empresas que se manifestaram interessadas neste assunto.

**Sr. Gustavo:** Está claro, obrigado.

**Sr. José Milton:** Ok, obrigado.

**Operadora:** A próxima pergunta vem de Mariana Bertone, GBM.

**Sra. Mariana:** Olá, muito obrigado pela pergunta. Eu tenho uma dúvida sobre o bloco de Atlanta. Dada a dificuldade da OGX de pagar os *cash calls* necessários para a operação, existe uma possibilidade de ela vender para os outros parceiros parte da participação. Eu queria saber se vocês teriam interesse em aumentar a participação no bloco?

E minha segunda pergunta é em relação à Carcará, se vocês têm alguma atualização sobre a unitização do bloco e quando esta decisão da ANP deve ser publicada? Obrigada.

**Sra. Paula:** Oi Mariana, bom dia. Eu vou responder a parte da OGX, a parte do BS-4 da pergunta. Bom, eu acho que é de conhecimento de todo mundo que a OGX está passando por dificuldades financeiras e dentro do plano de recuperação judicial dela já era previsto a venda de uma participação de Atlanta.

Não faz parte da estratégia da QGEP aumentar a participação no bloco porque, em princípio, seria concentrar, embora a gente goste do ativo, seria concentrar num ativo que a gente já tem no nosso portfólio, e a nossa idéia é sempre diversificar e ampliar aí a nossa carteira de ativos.

Dito isto, eu acho que a gente está alinhado em buscar uma solução para o projeto. Então, esta solução ela pode passar por uma venda para terceiro e o que a gente, como operador, puder agregar neste processo a gente está sempre disponível para agregar, ou eventualmente numa assunção pelos outros sócios de uma participação adicional no bloco.

Então, neste momento eu acho que as alternativas ainda estão sendo analisadas, mas pode ser que a gente acabe aumentando a nossa participação, embora originalmente este não fosse parte da estratégia da QGEP.

Com relação à pergunta da unitização de Carcará, eu vou voltar aqui a palavra ao Lincoln.

**Sr. Lincoln:** Bem Mariana, este processo da unitização está andando bem e eu posso dizer isto porque há uma interlocução muito grande entre o governo e a indústria. O governo vendo a necessidade deste progresso com relação às regras, isto está sendo feito. Já está no Ministério pelo que nós sabemos, em avaliação. Deverá ser mandado ao CNPE, que tem o compromisso de avaliar estas regras. E a gente espera que tais regras sejam anunciadas ou antes ou até junto com o anúncio do futuro *bid*, porque eles andam em separado. O *bid*, a regra da unitização é uma correspondência aí quase que bionível, vai precisar as duas coisas para poder termos uma licitação exitosa e a consequência... a consequente unitização, que não é só para a regra de pré-sal. Existe áreas do pós-sal

que também vão estar sujeitas a isto, por exemplo, a Tartaruga Verde, Tartaruga Mestiça e etc., são áreas da Petrobras. Então, isto está andando bem a gente espera que corra.

Uma vez tendo o *bid* e uma vez as regras aprovadas com clareza, a gente crê que qualquer que seja a atividade que tenha nestas áreas, umas delas provavelmente necessitarão de algum esforço de poço, um ou dois poços para balizar estes volumes externos, e aí entre 1 e 2 anos provavelmente – a depender de que o consórcio esteja do outro lado, porque pode ser que seja o mesmo consórcio, isso agilizaria muito um processo de unitização. Se for um outro consórcio que vem, tem toda uma maturação para ser feita –, mas a gente crê que o prazo entre 1 e 2 anos, uma vez perfurado algum poço, seja suficiente para se chegar a um lugar comum entre os consórcios ou o próprio consórcio dentro e fora.

De qualquer forma, eu posso resumir dizendo que todos estão imbuídos para que isto ocorra o mais rápido possível: o governo, indústria a entidade regulatória.

**Sra. Mariane:** Entendi, obrigada.

**Operadora:** A próxima pergunta vem do Sr. Bruno Montanari, Morgan Stanley.

**Sr. Bruno:** Obrigado. Eu tenho mais uma pergunta. Lincoln, eu acho que no *release* de vocês e na sua própria apresentação vocês mencionaram aí uma melhoria na saída de conteúdo local. Eu queria ouvir de vocês o que pode ser mudado, o que você gostaria realisticamente que mudasse e qual o *timing* para isso acontecer? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Bem, Bruno, o conteúdo local tem sido motivo de muita controvérsia no país porque, na nossa opinião e da indústria, ele não conseguiu cumprir aquilo que foi... para que ele foi criado.

A indústria não é contra, nós não somos contra o conteúdo local como empresas que estão aqui, como brasileiros e etc., é uma excelente oportunidade para o país alavancar a sua indústria, mas ela precisa estar adaptada à não só a necessidade de quem vai comprar, mas, sobretudo, a capacidade da indústria poder entregar esses equipamentos em três pontos: custo, prazo e qualidade.

Estes pontos é que estão hoje sendo avaliados e, mudando, a iniciativa da indústria tem sido mais do que punir por não cumprir; é colocar níveis de conteúdo local que sejam acessíveis para a indústria brasileira para entrega e, se estes valores, esses montantes ultrapassarem aquelas necessidades, que sejam dados incentivos.

Então, é sair da multa para o incentivo. Este é um dos principais pontos que nós estamos colocando como filosofia de uma política de conteúdo local, que nada mais é do que uma política industrial do país que precisa estar em consonância também com quem está comprando.

Outro ponto importante é com relação a algumas regras para o *waver*, ou seja, não havendo a capacidade da indústria para a entrega, como que será tratado este ponto? Eu quero comprar, mas a indústria pode não conseguir entregar naquele prazo. E como é que isto tem que ser tratado?

Isto é um ponto que nós já sofremos com isto, sobretudo hoje ou nestes últimos dois anos com a derrocada dos estaleiros brasileiros (eu estou falando de coisa aqui pesada). Então, este é outro ponto importante.

Em um ponto que nós, sobretudo (eu não posso falar por toda a indústria, mas eu tenho contatos e em palestras com o IBP, que tem sido o grande condutor, o grande interlocutor da indústria com o governo e está fazendo um papel primordial neste sentido de unir e de tentar dar um sentido nacional para esta discussão), é que o conteúdo local, em princípio, ele não faça parte como um fator de *bid*, ele não fique solto como um fator de *bid*.

O ideal é que o governo traga um número a ser cumprido, compatível com a capacidade industrial brasileira, e se este número for superado você teria algum tipo de benefício. E se ele não for atingido por uma questão de preferência do operador (obviamente terão as regras que vão reger esta decisão) ou se ele não for atingido por questão de dificuldades como a indústria, teriam estas políticas de *waver*.

Nós temos tido muita ressonância no governo com isto, o governo sentiu (e não só este governo, o governo anterior já havia começado a fazer algumas mudanças neste sentido) admitindo que não atingiu o que queria.

E hoje vis-à-vis as medidas que estão sendo tomadas com o incentivo da entrada de novos operadores no país, eu creio que um governo de conteúdo local realista, tá certo, poderá ter grande sucesso com muitos compradores, e não só focado naquilo que a Petrobras poderia fazer para a sua concepção.

Então, eu vejo com muito bom interesse e faz parte sem dúvida da reinserção do mercado de petróleo e gás brasileiro no mercado mundial.

**Sr. Bruno:** Perfeito, muito obrigado.

**Operadora:** A próxima pergunta vem de Vicente Falanga, Bank of America.

**Sr. Vicente:** Boa tarde a todos, obrigado por pegar mais uma pergunta nossa. Lincoln, pelo que eu entendi, então, vocês estão mais para aumentar a exposição à Carcará do que eventualmente diminuir.

Vocês chegaram a cogitar a possibilidade de vender uma parte do ativos e *cash* em parte desta grande geração de valor aí que vocês já tiveram ou isto está completamente descartado? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Bom Vicente, venda tem que estar atrelado a alguma coisa. Se eu for vender algo, como nós somos uma Companhia de maturação longa, nossos projetos têm maturação muito longa e não é algo que você faz... venda tem que estar ou ligado a necessidade clemente de caixa (pode acontecer) ou porque você tem alguma coisa em vista que é muito melhor.

Então, nessa circunstância, a gente sempre vai pensar em fazer algum tipo de venda como a gente presa em fazer *farm-out*, como a gente pensa em diversificar fontes de receita, né, que hoje nós estamos imbuídos, sobretudo, nessa diversificação.

Nós não fizemos nenhum tipo de oferta, mas sem dúvida nós estamos aqui obviamente também para ganhar dinheiro e agregar valor ao portfólio e aos nossos acionistas. Isto sempre vai ser obviamente o *caput* de qualquer ação que a gente está fazendo na Companhia.

Nós não tivemos nenhuma ação, mas ao mesmo tempo nós também não pusemos Carcará à venda. Obviamente, havendo uma oferta nós vamos analisá-la *vis-à-vis* aos

nossos compromissos, *vis-à-vis* ao nosso valor que a gente imputa a Carcará, Carcará tem uma importância estratégica para nós, e isto numa eventual venda teria que ser levado em conta, e o quê que eu também faço com este dinheiro.

Colocar em caixa não dá. Obviamente só deixar o dinheiro em caixa não dá. Nós temos um dinheiro aqui em função da nossa política de liquidez, cada vez mais a gente dá valor a isto, mas olhando para frente e olhando para frente para os nossos compromissos.

Se houver uma oportunidade de venda, uma alocação de capital que possa alavancar, por exemplo, aumentar o nosso fluxo de caixa a curto prazo, ou fazer uma diluição de risco, que é sempre um elemento que a gente leva em conta, nós vamos considerar.

Mas, para Carcará hoje, eu diria (e olhando os múltiplos de mercado que, como vocês sabem, os números que foram divulgados são múltiplos aí com o barril entre 3 e US\$5,4 para o barril, não é isso?), na nossa opinião, para uma eventual venda teria que ser um pouquinho superior a isto, em princípio.

**Sr. Vicente:** Perfeito Lincoln, muito obrigado.

**Operadora:** A próxima pergunta vem de Pedro Medeiros, Citigroup.

**Sr. Pedro:** Bom dia todos. Eu tenho três perguntas também. Lincoln, só para concluir neste ponto do Carcará e na transação entre a Statoil e a Petrobrás, assim, dado o que se você puder comentar e que vocês têm o direito de preferência, o quê que são as contingências previstas para atribuir o valor entre US\$1,5 bi e US\$2,5 bi, conforme foi anunciado pelas duas companhias?

Assim, no seu julgamento, assim, dá para a gente cravar que está mais para a parte de baixo ou para a parte de cima? Quais são as contingências específicas para a gente caracterizar este valor?

A segunda pergunta é: diante do processo da transação, da sua conclusão, e o fato de que potencialmente o operador do campo está sendo modificado, o quão firme é o CAPEX previsto para BM-S-8 no ano de 2017? Ele pode sofrer ainda alterações ou, enfim, já existe contrato assinado e previsto com o comprador de equipamento para manter este CAPEX *fee*?

E a minha última pergunta é se vocês poderiam comentar se continuam interessados e estão ativamente olhando o *data room* disponibilizado pela Petrobrás para os ativos de *upstream*? Existe algum tipo de discussão que porventura esteja mais avançada neste lado? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Pedro, prazer em vê-lo novamente aqui ao vivo, né.

**Sr. Pedro:** Obrigado, foi um prazer também.

**Sr. Lincoln:** Olha, com relação a isto, existe e nós estamos ainda avaliando, nós, como temos direito de preferência ali, estamos avaliando ainda a documentação, recebendo este processo, está muito rápido, dinâmico. Então, nós não tivemos a oportunidade de olhar ali em totum, mas ele também tem um grau de confidencialidade bastante grande e é amplo.

Então, eu não teria muita informação a dar a você a não ser aquela que já foi divulgada e que talvez tenha a maior pertinência, que é a que haja este processo de unitização.

Parece que há uma contingência de pagamento ligado ao processo de unitização, que é razoavelmente compreensivo o que está acontecendo em M&A desta magnitude, sempre existe alguns destes pontos que precisam ser levantados.

Eu imagino que este processo, esta contingência, e haver a unitização está ligado a um eventual (não sei, não posso falar pela Statoil) interesse na parte externa. Mas se isto acontecer seria muito razoável na nossa opinião. Nós faríamos o mesmo porque Carcará hoje tem que ser visto como um todo, não só o que está dentro.

Nós temos muita informação dentro, algumas destas informações com certeza serão... podem ser extrapoladas para a parte exterior, mas a unitização é um processo fundamental para que a gente marque o primeiro óleo lá.

Então, é isto que a gente tem de mais certo que está ali. Mas eu tenho certeza que provavelmente Petrobrás ou mesmo Statoil poderão dar informações mais específicas para vocês com respeito a estas contingências.

Para nós fica um pouco difícil comentar, até porque nós estamos começando a ver estes documentos no momento, certo?

Com relação ao CAPEX de 2017, sim, é verdade: nós estamos mantendo este valor que é muito ligado ao teste e à perfuração de Guanxuma, mas nós já contamos, vamos dizer assim, com a possibilidade de um pequeno *delay* porque toda a parte operacional, sobretudo, licenças de perfuração, elas pertencem ao operador, ela não é ao bloco. Isto talvez seja um ponto de incremento do nosso modelo aí, porque pertence ao operador.

Desta forma, a Statoil, uma vez concluído o seu processo (provavelmente, não sei, final do ano, no mais tardar início do ano que vem), ela deverá pedir, então, uma licença ambiental, licença de perfuração em seu nome. Então, isto poderia, sim, mudar um pouco a previsão de perfuração do Guanxuma em princípio.

Nós não podemos dizer agora, porque isto pode ser um processo até mais célere, a gente tem visto mudanças no IBAMA neste sentido, mas licença ambiental, sobretudo, de perfuração, sempre é um ponto a considerar.

Como aí já teve três poços furados, a gente não está vendo maiores problemas. Porém, este é um processo que obrigatoriamente vai ter que fazer, e nós fizemos. Em Atlanta nós tivemos que fazer isto. As licenças de operação eram da Shell, nós tivemos que tirar as licenças em nosso nome para poder fazer estas coisas.

Então, em princípio, nós estamos mantendo, nós vamos fazer esses contatos com novo operador quando possível, dentro do processo de *farm-out*, e que deverá ser aí também mais alguns meses à frente, dois ou três, e aí nós vamos, então, ter a maior claridade a este respeito, e, sem dúvida, vamos passar a vocês, porque é um processo importante também, a própria perfuração de Guanxuma tem relevância no nosso portfólio.

Com relação ao *data room* da Petrobras, nós estávamos muito mais concentrados em eventualmente ver o resultado desta operação. A Petrobras manifestou, já havia manifestado que o interesse era passar a operação e eventualmente a venda integral do ativo. Mas poderia acontecer de eles não venderem integralmente, e este era, vamos dizer, a janela de oportunidade que nós estávamos vendo. Era esta janela que a Companhia estava mais focada.



Nós não tivemos especificamente movimento para nenhum outro bloco da Petrobrás, ainda que tenhamos mandado documentação dizendo que estaríamos interessados em participar do processo. Mas é indubitável e era claro à Petrobras que esta era a principal área que a gente ia avaliar.

Como eles venderam os 66%, obviamente vontade de participar a gente tinha, o que a gente não tem é capacidade de fazer algum tipo de movimento considerando o valor do *deal*.

Então, nós não fizemos. Não quer dizer que a gente no futuro não possa avaliar eventualmente os outros *assets* que a Petrobrás venha ofertar. Já está ofertando, mas nós estamos muito mais concentrados no que ia acontecer com Carcará, ok?

**Sr. Pedro:** Perfeito. Está ótimo Lincoln, obrigada mais uma vez.

**Sr. Lincoln:** Um abraço.

**Operadora:** Lembrando que para fazer perguntas basta digitar \*1.

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:** Bom, eu gostaria de agradecer a presença de vocês, as perguntas que vocês fizeram sempre renovando a nossa crença de que, malgrado o que a gente está observando no cenário mundial de petróleo ou no país, os rumos dos ventos são incentivadores para nós, e agradeço a presença, as perguntas que vocês fizeram e, como sempre, deixar a nossa área de RI à disposição para responder outras perguntas que vocês tenham e sempre renovar a nossa crença na estratégia e nos resultados que a companhia tem conseguido e deverá conseguir neste futuro próximo.

A todos vocês, um bom-dia e muito obrigado pela audiência.

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