

**Operadora:** Boa tarde e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP para discussões dos resultados referentes ao quarto trimestre e ao ano de 2015.

Estão presentes hoje conosco os Srs. 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. Sérgio Michelucci, Diretor de Exploração.

Informamos que esse evento está sendo gravado e que todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da Companhia. Em seguida, iniciaremos a sessão de perguntas e respostas, quando instruções adicionais serão fornecidas. Caso algum dos senhores necessite de assistência durante a conferência, queiram, por favor, solicitar a ajuda de um operador digitando \*0. O replay desse evento estará disponível logo após o seu encerramento por um período de uma semana.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas de negócios da QGEP, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em crenças e premissas da diretoria da Companhia, bem como em informações atualmente disponíveis. Considerações futuras não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer. Investidores devem compreender que condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais, podem afetar o desempenho futuro da QGEP e podem conduzir a resultados que diferem, materialmente, daqueles expressos em tais considerações futuras.

Agora, gostaríamos de passar a palavra para o CEO da Companhia o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, que dará início à apresentação. Por favor, Sr. Lincoln, pode prosseguir.

**Sr. Lincoln Rumenos Guardado:** Bom dia a todos e obrigado por participarem da teleconferência de hoje, na qual vamos analisar os resultados do quarto trimestre e do ano de 2015 da QGEP.

Vamos iniciar no slide 3. 2015 foi um ano desafiador para toda a indústria de óleo e gás. Assistimos a uma enorme volatilidade dos preços de petróleo que, apesar de não afetarem diretamente os nossos resultados, certamente tiveram um impacto no *valuation* de todas as empresas do setor.

Ao mesmo tempo as condições econômicas pioraram no Brasil e as pressões sobre a Petrobras acabaram afetando todos os ramos de negócio aqui do país, e particularmente o setor de energia.

Nossa estratégia para navegar neste ambiente extremamente difícil tem sido a manutenção da liquidez de caixa amparada por uma sólida posição financeira. A prudência na gestão de riscos em todas as nossas atividades e a otimização de nosso portfólio de ativos, privilegiando a disciplina na alocação do capital, tem sido o foco constante da Companhia.

Tenho o prazer de informar hoje que neste ano entregamos resultados consistentes em diversas métricas. Vejamos, em primeiro lugar nossos resultados operacionais foram positivos no ano, reportamos EBITDAX em 2015 de R\$273 milhões consistente com os anos anteriores. Em segundo lugar adicionamos valor substancial ao nosso portfólio tanto

por meio do retorno da capacidade de produção de Manati a 6 milhões m<sup>3</sup> por dia no terceiro trimestre, bem como pela devolução de ativos e adição de outros com potencial de retorno muito maior.

Em terceiro lugar continuamos a desenvolver o nosso *expertise* técnico por meio da operação do Campo de Atlanta e das atividades exploratórias na descoberta de Carcará.

E, por último, encerramos o ano com uma posição de caixa líquido de mais de R\$900 milhões, ou o equivalente a R\$3,53 por ação, o que nos dá a flexibilidade financeira necessária para alcançarmos um crescimento sustentável no médio e no longo prazo.

Vamos seguir para o slide 4, onde vocês poderão ver alguns dos nossos destaques operacionais do trimestre. Com a interligação da estação de compressão de gás do Campo de Manati no final do terceiro trimestre a produção de gás subiu para 5,9 milhões m<sup>3</sup> por dia no quarto trimestre, e no ano atingiu a média de 5,6 milhões m<sup>3</sup> por dia.

Manati continua a ser uma importante fonte de energia para a região nordeste do Brasil e, apesar de um ambiente econômico desfavorável, estamos projetando atualmente uma produção média anual de gás do campo da ordem de 5,7 milhões m<sup>3</sup> por dia em 2016.

Nossa participação de 45% na produção nos proporciona uma boa visibilidade de fluxo de caixa operacional enquanto a infraestrutura eficiente com relação ao escoamento do campo nos permite atingir margens bastante atrativas.

Gostaríamos de destacar que o contrato de gás de Manati possui cláusula de *take-or-pay* e inclui reajuste contratual anual efetivo em janeiro de cada ano.

Seguimos com os trabalhos no Campo de Atlanta no Bloco B-S-4 e nos preparamos para a transição para nos tornarmos produtores de petróleo no final deste ano. Como operador deste Campo, temos enfrentado desafios técnicos significativos para desenvolver o Sistema de Produção Antecipada (SPA), todos felizmente já superados. A produção média anual está prevista para 20.000 barris de petróleo por dia considerando os dois poços.

Em outubro acertamos um contrato de três anos para a comercialização do óleo do SPA com a Shell. A Shell tem trabalhado no marketing deste óleo e tem detectado interesse de compradores potenciais.

No Bloco BM-S-8 também recebemos notícias positivas dos testes no poço Carcará Norte, onde realizamos 2 testes de formação que confirmaram nossas expectativas em relação à alta produtividade dos reservatórios desta acumulação, que poderão atingir vazões iniciais similares às maiores já verificadas no pré-sal da Bacia de Santos.

Nas demais operações de nosso portfólio exploratório, seguimos com o processo de aquisição e análise de dados sísmicos da Bacia de Foz do Amazonas, Espírito Santo e Ceará. Estamos na fase de análise destes dados e a expectativa é que ela esteja concluída até o final de 2016.

Conforme já mencionado, encerramos o ano com uma substancial posição de caixa líquida, demonstrando a nossa capacidade de gestão financeira, que inclui a manutenção da nossa capacidade de investimentos em moeda estrangeira e, o mais importante, esta posição nos dá a força e flexibilidade decisória para aproveitarmos as possibilidades que agreguem valor ao nosso portfólio; como fizemos em 2015 na 13ª Rodada de Licitações da ANP.

Passo agora a palavra à Paula para um maior detalhamento dos nossos resultados financeiros.

**Sra. Paula Costa Côrte-Real:** Obrigada, Lincoln. Bom dia a todos. Vamos agora para o slide 6.

A produção de gás de Manati caiu 5,5% no ano para 919 milhões de m<sup>3</sup>, ou 5,6 milhões m<sup>3</sup> por dia, refletindo o impacto da entrada em operação da estação de compressão que suspendeu a produção do campo por 13 dias.

A receita líquida do ano caiu 1,4%; bem menos do que a produção em função do reajuste anual de preços que ocorre a cada início de ano. Comparando o quarto trimestre de 2015 com o mesmo período do ano anterior, a produção total de gás aumentou 1,4% enquanto a receita subiu 8,1%, para R\$134 milhões.

Para 2016 estamos prevendo que a produção atinja uma média de 5,7 milhões m<sup>3</sup> por dia. Este valor é inferior à nossa capacidade de produção de até 6 milhões m<sup>3</sup> por dia. Estamos refletindo em nossas estimativas as condições econômicas atuais do Brasil, onde a expectativa para 2016 é de mais um ano de recessão. Até o momento a demanda do nordeste manteve-se estável, o que nos faz crer que a previsão de 5,7 milhões m<sup>3</sup> por dia é apropriada para este ano.

Passando para slide 7 vocês podem ver maiores detalhes dos resultados no trimestre e no ano. Como já detalhamos no slide anterior, apresentamos crescimento na comparação entre o quarto trimestre de 2015 e o mesmo período de 2014, tanto na receita quanto no EBITDAX.

Na comparação anual os resultados ficaram em sua maioria estáveis. Há 3 números neste slide que eu gostaria de discutir em mais detalhes: em primeiro lugar os gastos exploratórios do quarto trimestre foram de R\$352 milhões, totalizando R\$386 milhões no ano. Este número é quase que inteiramente explicado pela baixa de R\$333 milhões relacionados à devolução do Bloco BM-J-2 à ANP.

Esta decisão faz parte da estratégia de otimização de portfólio que o Lincoln mencionou anteriormente. Esta despesa levou a Companhia a reportar uma perda operacional no quarto trimestre.

Em relação ao EBITDAX, este totalizou R\$61 milhões no quarto trimestre deste ano; uma queda de 14% em comparação ao mesmo período do ano anterior em função dos maiores custos de produção com a entrada em operação da estação de compressão.

Agora eu gostaria de chamar a atenção de vocês para a nossa receita financeira, que totalizou R\$272 milhões no ano de 2015. Como o Lincoln pontuou, gerenciamos cuidadosamente a nossa posição de caixa: só investimos em papel *Triple A* e procuramos proteger a nossa exposição em dólares através dos fundos cambiais.

O aumento da receita financeira no ano foi resultado da elevação da taxa básica de juros no Brasil, além da desvalorização do real, que afetou as nossas aplicações em dólar. Nossa posição cambial visa proteger a capacidade de investimentos da companhia sem que haja qualquer viés especulativo na sua gestão.

Por último, o imposto de renda e a contribuição social totalizaram um crédito de R\$116 milhões no trimestre, como resultado da baixa do Bloco BM-J-2, além da constituição do imposto de renda diferido sobre o saldo da provisão de abandono do Campo de Manati.

Vamos agora para slide 8, onde apresentamos em mais detalhes os nossos custos operacionais. Os custos operacionais subiram para cerca de R\$70 milhões no quarto trimestre. O principal fator para este crescimento foi o aumento do custo de produção em 47% devido à interligação da estação de compressão que possibilitou o retorno da capacidade de produção em Manati.

Mesmo incorporando os custos mais elevados de extração relacionados à estação de compressão o campo apresentou margem EBITDA de cerca de 70%.

Quando comparado ano a ano, verificamos que o aumento nos custos operacionais em função da estação de compressão foi parcialmente compensado por menores custos que são associados à produção, como royalties e participação especial.

As despesas gerais e administrativas também foram menores comparadas ao ano anterior, totalizando 17 milhões no trimestre e R\$53 milhões no ano. Esta variação é explicada pela maior alocação para projetos operados pela QGEP.

Vamos agora para o slide 9. A QGEP sempre teve uma abordagem disciplinada para o CAPEX, que se torna especialmente importante neste momento considerando as condições difíceis do setor. Para 2015 o nosso CAPEX total foi de US\$115 milhões. A maior parte deste valor foi alocada aos blocos BM-S-8, B-S-4 e na aquisição dos blocos da Bacia Sergipe- Alagoas. Juntos, estes 3 valores totalizaram US\$91 milhões.

Em 2016 esperamos um CAPEX total de US\$82 milhões, comparado à nossa previsão anterior de US\$130 milhões. Mais da metade deste montante, 47 milhões, será alocado no desenvolvimento do Campo de Atlanta. Um valor adicionado e US\$22 milhões será despendido com dados sísmicos nos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitação.

Em 2017 o Capex está previsto em US\$80 milhões, em linha com 2016. Os gastos no BM-S-8 vão aumentar para US\$27 milhões em função principalmente da perfuração programada do prospecto de Guanxuma e US\$13 milhões serão alocados para os blocos da 11ª rodada de licitações. Está prevista também a perfuração exploratória no BM-CAL-12 estimado em US\$25 milhões.

Antes de passar a palavra de volta para o Lincoln, eu gostaria de discutir com vocês a nossa posição de fluxo de caixa. Em 2015 tivemos um fluxo de caixa operacional de R\$432 milhões, equivalentes a R\$2,10 por ação, e terminamos o ano com uma posição de caixa líquida de mais de R\$900 milhões, o que responde a aproximadamente 70% do nosso valor de mercado.

Como o Lincoln já disse, esta sólida posição de caixa e baixa alavancagem nos diferencia muito das outras empresas do nosso setor e suporta nosso crescimento de longo prazo. Em 2016 e esperamos mais um ano de forte geração de caixa mesmo considerando a evolução atual dos preços de petróleo.

Em resumo, estamos administrando cuidadosamente nossas despesas, nosso Capex e nossa posição de caixa visando maximizar o valor do nosso portfólio e conseqüentemente o valor da QGEP para os nossos acionistas.

Fomos bem-sucedidos em 2015 sob o aspecto financeiro e estamos confiantes em nossas perspectivas para 2016.

Vou agora passar a palavra de volta ao Lincoln para a atualização dos nossos ativos.

**Sr. Lincoln:** Obrigado, Paula. Vamos agora para o slide 11. Continuamos a fazer progressos no Bloco B-S-4 estimando o início da produção para o final do ano. O principal avanço no quarto trimestre foi a assinatura do contrato de comercialização de petróleo com a Shell. As vendas serão FOB com o mecanismo de preço *netback*.

Um marco importante para a companhia será logicamente a chegada do FPSO Petrojarl 1 no Campo de Atlanta. A embarcação está sendo adaptada em Roterdã e estamos agora esperando a FPSO chegar na locação no terceiro trimestre de 2016 em função de atrasos na adaptação da planta de processo da embarcação, com o primeiro óleo sendo produzido logo a seguir, no quarto trimestre deste ano.

A produção média inicial do sistema antecipado é estimado em 20.000 barris/dia com base nos dois poços perfurados até o momento. Se o consórcio prosseguir com o plano de perfurar um terceiro poço, a capacidade de produção irá aumentar para 30.000 barris por dia.

O CAPEX para o consórcio está previsto em torno de US\$700 milhões considerando três poços produtores no SPA e o OPEX é de US\$480 mil/dia.

Os preços atuais do petróleo logicamente representam um desafio para Atlanta. No entanto, esperamos ter geração de caixa suficiente para fazer frente aos custos operacionais e, a depender da cotação do *brent* em 2017, ter retorno sobre a produção.

O objetivo do SPA é coletar informações para otimizar o sistema definitivo de produção, cujo início da implantação está previsto para o ano de 2019. Neste período as previsões de mercado apontam para um aumento dos preços de petróleo, retornando a patamares próximos a US\$70,00 por barril.

Por isso, estamos confiantes de que teremos retorno econômico adequado quando atingirmos a plena produção do BS-4.

Vamos agora ao slide 12. No bloco BM-S-8 houve um avanço significativo em 2015 com a perfuração de dois poços de extensão e a realização de dois testes de formação na descoberta de Carcará.

Os resultados foram muito positivos indicando, sobretudo, que a coluna de óleo é de pelo menos 530 metros, que há conexão do reservatório entre os poços perfurados pela correlação das pressões observadas e que as vazões iniciais de produção por poço devem ser similares ou até superiores aos melhores poços em produção no pré-sal.

Ainda ressalto que não foi identificado o contato óleo-água nesta acumulação, sugerindo que o potencial desta descoberta ainda está por ser definido.

Em 2017 será iniciada a perfuração do prospecto de Guanxuma, localizada 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará.

Vamos agora ao slide 13. Em nossos outros ativos exploratórios estamos fazendo progressos constantes. Eu já tinha mencionado o trabalho está sendo feito nos blocos

adquiridos na 11ª rodada de licitações da ANP e estamos trabalhando com todos os nossos parceiros para analisar os dados adquiridos nestes blocos.

No quarto trimestre pagamos os bônus para os blocos da 13ª Rodada de Licitações localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. O bônus totalizou R\$100 milhões, dos quais 64 milhões correspondem ao bloco SEAL-M-351, e os restantes R\$36 milhões para o bloco SEAL-M-428.

Temos 100% de *working interest* nestes blocos, mas pretendemos fazer o desinvestimento parcial nesta área considerando o alto potencial e em linha com a nossa estratégia corporativa.

Fomos capazes de adquirir estes blocos graças a nossa solidez financeira e a aplicação de uma visão de longo prazo na identificação de ativos que permitem um crescimento sustentável da Companhia no aspecto físico e no econômico.

Como a Paula já mencionou, tomamos a decisão de devolver o Bloco BM-J-2 no quarto trimestre. Apesar de termos arquivado uma notificação de descoberta do Bloco em 2013, as análises subsequentes nos elevaram à conclusão que os reservatórios eram de baixa qualidade e com volumes anticomerciais. Em linha com a nossa estratégia de priorizar os blocos de maior potencial, optamos por esta devolução.

Seguimos para slide 14. 2015 foi ano de sólidos resultados, tanto do ponto de vista financeiro como operacional. Em 2016 estaremos focados na consolidação dos nossos conhecimentos nas diversas áreas em análise e na produção do Campo de Atlanta.

Em termos de resultados financeiros, podemos esperar mais um ano de lucros. A produção de gás de Manati está prevista para 5,7 milhões m<sup>3</sup> por dia, o que faz com que possamos esperar uma receita maior ao longo do ano. Em Atlanta a expectativa é que a produção de petróleo comece no final do ano.

Estamos orgulhosos com os resultados obtidos até agora e com a superação de desafios como operadores e em 2016 daremos o primeiro passo para que a QGEP se estabeleça como produtor de petróleo em alto-mar. Estaremos trabalhando em conjunto com nossos parceiros para iniciar o sistema de produção antecipada.

Para 2016 o nosso perfil de produção ainda estará predominantemente concentrado no gás natural de Manati, com impacto limitado da volatilidade no mercado mundial do petróleo. Em 2017, esperamos estar produzindo entre 20 e 30 mil barris de petróleo por dia até que a produção plena em Atlanta seja atingida, em meados de 2019 ou 20.

Portanto, a QGEP se manterá predominantemente como uma produtora de gás até o final desta década. Vamos manter a nossa abordagem disciplinada no gerenciamento do nosso portfólio e no gerenciamento do nosso capital. Esta estratégia tem sido uma grande vantagem da QGEP nos últimos anos e acreditamos que vamos mantê-la assim no futuro.

Por último, pretendemos aproveitar as oportunidades de expansão do nosso portfólio. Em 2015 fomos a única empresa brasileira a adquirir os blocos *offshore* na 13ª rodada de licitações, aproveitando uma janela de oportunidades que dificilmente se repetirá dada a qualidade dos blocos em questão.

Em 2016 vamos estar abertos a novas oportunidades que estejam disponíveis e em condições atraentes, mantendo nosso histórico de crescimento disciplinado e melhoria constante de nosso portfólio.

Concluindo, esperamos que 2016 seja mais um ano de sucesso para a QGEP. Reconhecemos que a empresa enfrenta um cenário desafiador no setor global de petróleo e na economia brasileira e que isto tem impactado os preços de nossas ações.

No entanto, acreditamos que estamos entregando resultados e executando nossos projetos considerando todos os fatores que estão sob nosso controle, e esperamos criar ainda mais valor de longo prazo em 2016 e nos próximos anos para todos os nossos *stakeholders*.

Com isto eu concluo as nossas palavras e peço operadora para abrir o *call* para perguntas.

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

**Operadora:** Obrigada. 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.

Nossa primeira pergunta do Luiz Carvalho, HSBC.

**Sr. Luiz:** Olá Lincoln, Paula, todo mundo bom dia, ou boa tarde já. Tenho duas perguntas aqui.

A primeira, Lincoln, vocês deram abertura do OPEX de US\$480 mil por dia. Se a gente pegar esta conta e utilizar os 20.000 barris que vocês estão colocando como meta pelo menos para o primeiro ano de produção a gente chegaria aí a um OPEX em torno de US\$25,00 por barril.

Só queria entender, a gente tinha um número de *breakeven* bem mais alto que isto, quase que o dobro.

Eu queria entender primeiro só se vocês podem dar o *breakdown* do quê que são estes 480, para gente ter um pouco mais de visibilidade do quê que vocês estão considerando dentro deste número, e aí dentro desta pergunta se você puder dar algum tipo de visibilidade do quê que dá para reduzir de custo de renegociação talvez com FPSO ou alguma coisa que vocês já estejam tentando fazer.

E o segundo ponto, Lincoln, é em relação à Carcará. Ontem na Magda, a Diretora Magda da ANP, ela deu uma declaração que Carcará – e sobre outros campos também, Gato do Mato e tal – mas Carcará em torno de 50% estaria fora do bloco e o próprio Ministério de Minas e Energia falando que Carcará é um dos ativos que vão efetivamente para um processo de unitização – isto a gente já sabia – e que eles esperam fazer um leilão em 2017, e aí logicamente Carcará não está confirmado.

Mas eu queria entender qual é o plano de vocês dado que o CAPEX para 2016 neste bloco especificamente é muito baixo; readquirir uma participação da Petrobras é tentar efetivamente vender a participação para um outro *player*? Como é que está a cabeça de vocês neste sentido? Obrigada.

**Sr. Lincoln:** Ok, Luiz. Tudo bem? Boa tarde para você também. Bom, vamos falar um pouco de Atlanta.

Eu começo logo a dizer do OPEX, eu vou falar no geral, se precisar algum detalhe maior o Danilo está aqui e ele pode te dar, na verdade estes 480 mil é o total que nós vamos ter para a operação deste navio e ele inclui obviamente o custo da FPSO, o custo da nossa base, o custo do *supply boats*, o custo de transporte. Tudo está obviamente incorporado nestes US\$480 mil de OPEX. Não está nos 480 mil obviamente royalties, etc.

Então, não há, digamos assim, em princípio, um acréscimo de custos neste OPEX. E sim, nós estamos conversando com vários dos nossos fornecedores para uma redução desta taxa. Uma redução que sem dúvida qualquer dólar que a gente reduza aí ajuda nessa conta que você fez aí, que isto bate em torno dos US\$25,00 de *netback*, que é o que a gente também está usando.

Hoje, em princípio, a gente espera que tenha uma redução aí em relação ao *brent* entre 18 e US\$20,00 este óleo hoje, que isso está começando, esse trabalho está sendo começado pela Shell este marketing do óleo, mas nós estamos admitindo um valor para aqueles óleos *extra-heavy* que tem de mercado, seja brasileiro ou internacional, nós estamos admitindo esses valores, o que dá esse *netback* da sua conta aí de US\$25,00 por barril, que seria sem dúvida suficiente para pagar estes custos mesmo ao nível de 480. Mas nós estamos trabalhando para diminuir.

Um outro ponto que é sempre bom colocar é que no período previsto de 3 anos a gente ainda poderia furar o terceiro poço. O terceiro poço ele, em princípio, não tem acréscimo de custos operacionais, e aí ele teria (isto sim) daí um pulmão de produção para gente que seria praticamente a receita livre que a gente teria já com este outro poço, que teria capacidade de produção também próximo destes 10 mil por média.

Nós estamos pondo 10 mil em função de parada, em função de uma série de coisas que acontecem.

Então, é sempre bom considerar isto. Para dois poços nós temos, então, perto do 45 do *brent* e o *netback* próximos a isto. Com o terceiro poço isso já vai cair bem. Eu diria para você que já tem uma redução razoável de queda, em princípio.

Bom, o Danilo está aqui do meu lado, se precisar de alguma informação adicional que você queira ele pode dar.

Bom, o que está acontecendo: Carcará está sim sendo muito citado porque Carcará é uma destas áreas que permite ao governo fazer uma licitação e permite ao governo obter algum tipo de bônus compatível com uma descoberta que já existe, uma descoberta grande, e que só depende destas últimas iniciativas que estão acontecendo e está nos deixando muito contente, que são avanços para as condicionantes de unitização, as modificações que estão ocorrendo em todas estas instâncias promovendo esta possibilidade de uma unitização que passa por uma licitação.

Então, é tudo isto que a indústria tem pedido e nós vamos obviamente observar. Nós temos duas possibilidades com Carcará já conhecidas: é o próprio desinvestimento da Petrobras, onde nós teremos direito de preferência e nós vamos ver o que sai e como sai. Nós estamos atentos e olhando. E no futuro, numa eventual licitação, também a depender das condições de contorno de mercado, preço de óleo e eventualmente até dos nossos compromissos, nós vamos olhar com carinho esta possibilidade de participar.



Carcará é algo fundamental para gente, tudo que tem acontecido tem melhorado as perspectivas desta área com relação a poço, com relação à... todo mundo sabe que sai de bloco mesmo, se é 50 ou se é... eu não posso afirmar para você, isto ainda depende ainda de alguns estudos, mas a ANP tem todos eles. Espero que ela esteja preparada para afirmar que teria 50%.

Agora, eu até destaco para você que a gente nem tem o contato ainda e que por isto é que dificultaria dizer se tem ou não 50. Mas eu posso sim confirmar que uma parcela substancial dos blocos já sai para fora, e daí o interesse que está havendo muito provavelmente desta indústria.

Nós vamos estar olhando. Tem 2 oportunidades, então, que é o que a Petrobras está fazendo (e que a gente está acompanhando dentro daquilo que podemos como sócios) e no futuro – que a gente espera que seja de 2017 – uma licitação para ter um ente econômico do outro lado de fora que permita a gente unitizar esta área e seguir em frente para o primeiro óleo no início da década que vem.

**Sr. Luiz:** Claro Lincoln, obrigado. Só um *follow-up* em relação à Carcará. A Petro já abriu – na verdade vocês são sócios, vocês têm acesso a essas informações, mas – a Petro já formalmente notificou – não sei como é que é o processo – efetivamente da venda de Carcará para vocês olharem?

Porque faria mais sentido do ponto de vista da Petrobras até de vender para os sócios do que talvez um novo entrante. Não sei.

Só para entender como é que está o processo da possível venda deste ativo. Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Sim, a Petrobras deu ciência aos sócios do bloco de que ela iria reabrir neste trimestre o *data room*, né. Então, ela deu ciência para os sócios que ela iria reabrir.

Logicamente, como nós temos reuniões a miúdo com a Petrobras a respeito da evolução, do que está acontecendo, o conhecimento nosso é equiparado ao da Petrobras. Então nós, na verdade, não precisaríamos frequentar o *data room*.

A nossa posição – e creio que dos demais sócios – é aguardar este desinvestimento dela, que a gente torce para que ela faça sim, e que aí nós vamos ver as condições em que isso está sendo feito para poder tomar uma posição quanto à participar dentro dos limites que o jogo permite desta venda ou não.

Então nós, na verdade, nós precisaremos ser convocados para ver *data room*, mas a companhia tem dentro dos limites que tem aí de confidencialidade e até éticos da nossa parte, ele ter nos mantido informados da evolução deste processo.

**Sr. Luiz:** Está claro, muito obrigado.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta em inglês Frank McCain, Bank of América Merrill Lynch.

**Sr. Frank:** *Hello, good day. Thank you. Just a couple of questions. One maybe you could confirm what the gas price increase went into effect in January was. Secondly related to your partners in BS-4 I was wondering if all of your partners are current in terms of payments for any work being done there.*

*And then, you know, thinking about the 3<sup>rd</sup> well at Atlanta, what will you need to see in order for the Consortium to decide to go forward with that? Is it some level of price, you are also looking to see the actual results that come from production from the first 2 wells as part of that?*

*And once you did decide to go forward, assuming you would, what type of lead time would you have? How quickly could you bring that wells into production?*

**Sra. Paula:** Oi Frank, bom dia, obrigado pelas perguntas. Eu vou responder a primeira pergunta em português para o benefício de todos e acho que você vai ouvir através da tradução simultânea.

Com relação ao aumento do preço do gás de Manati o aumento ele segue o IGP-M. No início de janeiro, né, dos últimos 12 meses, foi em torno de 11% este ano, e aí o preço fica fixo até janeiro de 2017.

Com relação à Atlanta a gente... a sua pergunta foi relação à situação dos parceiros. A gente reportou nas demonstrações financeiras e também no *release* a gente tem um atraso de um *cash call* com a OGX. A OGX tem 40% do Bloco. Este valor é em torno de R\$9 milhões. A responsabilidade de cobrir este valor, de aportar este valor, ela é dividida entre a QGEP e a Barra de Energia, que são os dois parceiros que têm participações equivalentes, então essa divisão acontece em 50-50.

A gente vem conversando com a OGX e discutindo alternativas para a gente conseguir solucionar esta questão não só desse *cash call*, mas os futuros investimentos no bloco.

Com relação ao terceiro poço, eu acho que o Lincoln vai comentar aqui a sua terceira pergunta.

**Sr. Lincoln:** Bom, oi Frank, obrigado a pela presença. E, de fato, o terceiro poço hoje nós estamos trabalhando para tentar ver e temos conseguido avaliações para CAPEX bastante razoáveis. Hoje este terceiro poço já custaria para a gente termos de US\$50 milhões para ser perfurado, e eu lembro que todos os equipamentos que nós necessitamos para a completação e produção deste poço já estão comprados. Então, ela é uma decisão, Frank, que não é muito difícil.

O preço de óleo sem dúvida vai ser um dos determinantes desta perfuração. É difícil a gente qualificar qual é um preço mínimo, mas uma conta razoável é que a sua produção pelo menos possa ser paga, a produção deste poço possa ser paga, este Capex, em um ano. Isso é o que a gente precisa.

Mas a perfuração não é necessariamente só ligada ao preço do óleo – é um fundamento –, mas nós também estamos vendo qual é a melhor posição para furar este poço e para isto a gente quer aguardar um *track record* de produção dos dois poços que a gente tem.

Então, já que nós vamos colocar dois poços em produção, a idéia é aguardar uma curva de produção acumulada para estes poços, ver como eles se comportaram e aí decidir quando furar e a melhor posição para furar este poço; se um pouquinho mais arrojado ou menos arrojado.

Sem dúvida eu não posso precisar um preço de óleo, mas admito que o preço de óleo é um dos fatores mais importantes, mas não é o único. Já que nós temos essa

possibilidade a gente gostaria de ter algum tipo de *track record* da produção e aí decidir quando furar.

**Sr. Frank:** *Okay. Hearing that it sounds like the most likely outcome would be sometime in 2018, maybe even once you've had a full year of performance from the wells.*

**Sr. Lincoln:** Frank, então, veja bem, como nós pretendemos começar a produzir em 16 e acreditamos que o óleo terá uma recuperação sólida, não muito veloz e com uma velocidade muito grande, mas o óleo deverá ter uma recuperação sólida, a gente acredita que em 2017, muito provavelmente no segundo semestre, dado que a gente quer aproveitar um pouco deste *track record* também, a gente poderia já tomar a decisão de furar.

Não tem sido muito difícil porque há muita possibilidade de equipamentos de sonda e de perfuração, então a nossa melhor hipótese é iniciar uma perfuração no segundo semestre de 2017.

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

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

Nossa próxima pergunta Fernanda Cunha, Citibank.

**Sra. Fernanda:** Oi, boa tarde. Eu queria fazer duas perguntas.

Uma sobre o processo da liminar contra a lei 7182 e 7183 referente à taxa de controle e fiscalização ambiental nas atividades de E&P e também sobre ICMS se você podia comentar um pouquinho de como está este processo.

E a segunda é referente à reunião que vocês tiveram no consórcio de Carcará em fevereiro para abordar o desenvolvimento e debater algumas estimativas de volumes do campo até agora. Se você puder comentar também sobre isso e se já teve alguma conclusão preliminar. Obrigada.

**Sr. Lincoln:** Fernanda, sem dúvida estas leis elas têm um impacto muito grande em toda a indústria aqui, tiveram não só agora como há 10 anos atrás, quando elas foram pela primeira vez gestadas aqui no estado do Rio de Janeiro, tiveram o mesmo tipo de reação contrária. Ambas.

A que fala sobre o ICMS e a da fiscalização, ambas já estão sendo questionadas na justiça do Rio, que foi uma ação impetrada pelas companhias que hoje estão produzindo no litoral fluminense, todas as que já estão. As que não estão obviamente estão preparadas para fazer o mesmo ainda.

E há uma ADI, uma ação de inconstitucionalidade, que já foi também protocolada no Supremo Tribunal para a avaliação desta inconstitucionalidade, que nós cremos que tem uma chance muito grande de passar.

Então isso, de fato, não tem nos causado, a partir destas duas ações, maiores preocupações. Ainda que se houver obviamente esta cobrança será um desastre para todos e para o próprio estado do Rio, que deverá ter uma queda porque alguns projetos menores de pouca produção que hoje são importantes ainda para o recolhimento de royalties de outras coisas, empregos, vão deixar de produzir.

Então, nós ainda estamos bastante confiantes que isto deverá ser bloqueado através ou da justiça estadual ou do STF.

Com relação à Carcará, sim, continuam estes estudos a respeito do volume. Nós ainda estamos trabalhando com os dados, com o operador, sobretudo, com os dados que recebemos dos últimos testes, são importantes para isso também.

E a gente... até digo para você que nós andamos furando bastante nestes últimos poços na tentativa de identificar um contato óleo-água, que seria um elemento fundamental hoje para que a gente fizesse um *disclosure* de volumes, né.

Isto tem sido realmente difícil de avaliar porque fica muito em aberto estes volumes, já que não há a possibilidade de se ter uma idéia da área da acumulação e também pelo fato dela sair para fora, até onde vai isto e como vale, que tem, eu não digo dificultado, mas tem causado um pouco de apreensão de a gente fazer uma divulgação neste momento.

Nós esperávamos fazer isto com os dados que vinham, tem realmente dados bastante consistentes, mas faltou ainda esta avaliação. Nós estamos estudando os testes, que nos dão indicações direta da coluna de óleo, como nós já falamos, 530 m, e a gente espera, então, que ao longo destes próximos meses se tome, então, a decisão de fazer uma divulgação quando tudo o que puder ser retirado e esgotado de todos estes dados nos permite, então, fazer a nossa divulgação.

É assim que a gente está, é assim que o consórcio tem se posicionado perante a discussão de volumes, mas é um ponto importante para nós, é um ponto que se debate muito dentro do consórcio, e obviamente queremos fazer uma divulgação que seja bastante responsável a respeito destas acumulações, até porque a Petrobras está numa fase de desinvestimentos, como é sabido por todos e, como eu comentei há pouco, é uma das áreas que deverá estar numa possível, provável e desejável licitação em 2017 para a gente andar para frente com esta descoberta muito importante para todos nós.

Tá bom?

**Sra. Fernanda:** Tá bom, obrigada.

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

Novamente, para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao Sr. Lincoln Guardado para as considerações finais. Por favor, Sr. Lincoln, pode prosseguir.

**Sr. Lincoln:** Uma vez mais eu quero agradecer a presença de vocês, as perguntas e obviamente renovar a nossa crença no presente e no futuro desta companhia malgrado todo este cenário negativo do preço do óleo, mas vendo sinais também positivos deste crescimento no médio e longo prazo.

E nós esperamos que já na próxima reunião com vocês a gente já possa externar a nossa preocupação já um pouco menor com relação à recuperação do preço do óleo que, sem dúvida, é o fundamento que nós necessitamos para, de uma vez por todas, incorporar a QGEP no cenário de produtor de óleo no Brasil e, sem dúvida, esperando uma recuperação no preço de nossas ações e no valor de nossa companhia.

Então, eu agradeço a todos vocês e até a próxima vez, colocando como sempre a nossa equipe de RI à disposição para qualquer pergunta e qualquer dúvida que vocês venham a ter com relação à divulgação de nossos resultados de 2015. Muito obrigado a todos.

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