

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

Sr. Lincoln Guardado: Muito obrigado. Bom dia a todos e agradeço mais uma vez por participarem da teleconferência hoje aqui conosco num dia tão especial para o Brasil e onde nós vamos comentar a divulgar os resultados do primeiro trimestre de 2016 da QGEP.

Iniciando a apresentação no slide 13, nós destacamos que a QGEP tem implementado uma estratégia bastante consistente baseada na excelência operacional e no crescimento disciplinar aqui da companhia. Essa estratégia tem nos ajudado a atravessar o ambiente atual marcado por condições de mercado difíceis, mas sem grandes impactos na nossa capacidade financeira.

Temos divulgados resultados financeiros sólidos e consistentes derivados primordialmente da produção de gás de Manati que, como é de conhecimento, é um dos maiores campos de gás não associado do Brasil e uma importante fonte de energia para a região Nordeste.

Manati é um ativo com altas margens e com um contrato *take-or-pay* que nos dá previsibilidade de produção futura e conseqüentemente de nossos resultados.

No médio prazo, o nosso objetivo é, foi e continua sendo complementar a produção de gás com a produção de petróleo de Atlanta, onde estamos trabalhando para dar início ao sistema de produção antecipada no final deste ano.

Já temos um contrato de comercialização deste óleo com a Shell e a produção total através do sistema definitivo é esperada para daqui 3 ou 4 anos e deverá incorporar os resultados obtidos com o sistema de produção antecipada.

Nos outros ativos buscamos equilibrar a visão de longo prazo e a geração de receita de longo prazo no intuito de melhorar a alocação possível de nosso capital.

Nas atividades exploratórias priorizamos em nosso portfólio os ativos de maior potencial. O mais importante deles é naturalmente o Bloco BM-S-8, onde temos a descoberta de Carcará, que apresenta uma das maiores colunas de óleo do pré-sal brasileiro.

Esta abordagem tem nos permitido manter um balanço sólido com posição de caixa saudável e baixa alavancagem em uma posição de destaque entre as companhias latino-americanas de óleo e gás.

Por fim, continuamos a gerir ativamente o nosso portfólio tendo como objetivo administrar uma gama de ativos com diferentes níveis de risco e prazos. Assim mesmo, em um ambiente operacional desafiador temos várias opções para expandir e desenvolver nosso negócio.

Passando agora para o slide 4, vemos que no primeiro trimestre de 2016 apresentamos um desempenho positivo em todas as nossas atividades, suportado pela estratégia anteriormente descrita.

A produção média de gás de Manati foi de 6 milhões de m³ por dia no trimestre; a mais alta dos últimos dois anos. Este aumento de produção foi em função da entrada em operação da estação de compressão.

Também anunciamos a divulgação do relatório de reservas do Campo de Manati, certificado pela consultoria Gaffney Cline & Associates com base em 31 de dezembro de 2015.

O relatório da Gaffney mostrou reservas de 2P de 11,1 bilhões de m³ de gás e condensado; uma ligeira redução nas reservas em relação a 31 de dezembro de 2014. Isto foi resultado da nova modelagem do campo onde a constatação de um menor rendimento de condensado, bem como um ajuste na modelagem do comportamento de pressões do reservatório, que reduziu o volume estimado das reservas de gás. Esta diminuição de reserva está em linha com os dados atuais e com a precisão das técnicas empregadas nos estudos de modelagem, do comportamento do reservatório e que nos levam a avaliar periodicamente os valores da reserva e reflete o conhecimento que nós temos hoje do campo.

No BS-4 continuaremos a trabalhar para produzirmos o primeiro óleo no final do ano. O FPSO está sendo adaptado em Roterdã e deverá chegar no quarto trimestre de 2016.

No BM-S-8 continuamos processando os dados obtidos durante as perfurações dos poços e os testes realizados no ano de 2015. Com as informações obtidas nos testes de formação concluídos no poço Carcará Norte, o consórcio reavaliou o Plano de Avaliação de Descoberta para prosseguir em Carcará sem o Teste de Longa Duração, o que já foi aprovado pela Agência Nacional de Petróleo.

Financeiramente, este foi um trimestre muito positivo. Tivemos crescimento de dois dígitos no EBITDAX em relação ao mesmo trimestre do ano passado e terminamos o ano

com um saldo de caixa equivalente a R\$4,86 por ação. Realizamos o pagamento de dividendo anual de 15 centavos por ação e com base na nossa posição de caixa poderemos continuar aproveitando oportunidades no intuito de buscar e maximizar o retorno de capital para os nossos acionistas.

E vou passar a palavra à Paula, para que ela analise em maior detalhe os nossos resultados financeiros. Paula, por favor.

Sra. Paula Costa Côrte-Real: Obrigada Lincoln. Vamos agora para o slide 6. Os resultados operacionais do primeiro trimestre apresentaram um importante crescimento em comparação tanto com o quarto trimestre de 2015 como com o mesmo trimestre do ano passado.

Isto se deu em função do aumento da produção e da redução de custos de Manati, que será detalhada no slide 8.

Houve um aumento da produção de Manati de 6% em relação ao primeiro trimestre de 2015 em função da entrada em operação da estação de compressão de gás, que possibilitou o retorno à capacidade de produção média de 6 milhões de m³ por dia.

A maior produção de gás em Manati aliada ao reajuste contratual de preços elevou a receita líquida em 14% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Iniciamos neste trimestre a pintura da plataforma de Manati, incluindo também alguns serviços de manutenção.

Esta atividade deve durar cerca de 4 a 6 meses e está orçada em US\$13 milhões, líquido para a QGEP. Esperamos que a capacidade de produção de Manati possa manter a média anual com pequenas variações ao longo dos próximos 2 anos e em seguida comece a diminuir.

Com relação ao restante do ano de 2016, reafirmamos nosso *guidance* de produção média em Manati em torno de 5,7 milhões m³ por dia. A produção foi forte neste primeiro trimestre com uma demanda consistente na região Nordeste. No entanto, levando em consideração as condições econômicas atuais do Brasil, acreditamos que a estimativa de 5,7 milhões de m³ por dia para o ano ainda está adequada.

Vamos agora para o slide 7. Como vocês podem ver, nosso desempenho financeiro no primeiro trimestre mostrou sólido crescimento de receita, lucro bruto e EBITDAX. Já o lucro líquido e a geração operacional de caixa não acompanharam a expansão da receita e do EBITDAX, o que pode ser explicado por dois fatores distintos: em primeiro lugar, a valorização do real frente ao dólar norte-americano, o que levou a um resultado financeiro negativo no trimestre pela primeira vez em vários anos da QGEP. A valorização do real de 9% no período reduziu o valor dos títulos e investimentos detidos pela companhia e denominados em dólar; aplicamos parte do nosso caixa em fundos cambiais como *hedge* das nossas despesas futuras nessa moeda, e não como fonte de receitas. Portanto, como estratégia de gestão de caixa, mantivemos nossa capacidade de investimento de longo prazo de acordo com a nossa Política de Gestão de Risco de Mercado.

Em segundo lugar, os resultados para o trimestre foram afetados positivamente por uma redução nos custos operacionais e despesas gerais e administrativas, montantes que serão detalhados melhor nos próximos slides.

O imposto de renda e contribuição social tiveram uma redução significativa já que a base de cálculo foi impactada pelo resultado financeiro líquido da companhia, pois as despesas financeiras decorrentes da rentabilidade negativa dos fundos cambiais são dedutíveis para efeito de tributação.

O fluxo de caixa operacional também foi menor do que o registrado no primeiro trimestre de 2015. A redução anual reflete a queda de 51% no lucro líquido, bem como o aumento de saldo de contas a receber em função do aumento da produção e reajuste de preços, aumento do saldo da conta de crédito com parceiros e maiores pagamentos de despesas com sísmica no período.

Concluindo, nossos dados financeiros mostram a solidez e previsibilidade da nossa operação. Fomos impactados neste trimestre por alguns fatores que estão fora do nosso controle, como a variação cambial, mas seguimos confiantes nas nossas perspectivas e na capacidade de continuar gerando crescimento, tanto em receita quanto em EBITDAX.

Vamos agora seguir para o slide 8, olhando mais detalhadamente os nossos custos. Os custos foram menores neste primeiro trimestre mesmo com um incremento da produção, o que levou a um aumento de 32% no lucro bruto. Esta redução ocorreu por conta de uma queda de R\$13 milhões na linha de depreciação e amortização como resultado de dois fatores principais: primeiro, a assinatura do aditivo ao contrato de venda de gás de Manati em julho de 2015, que levou a um aumento na reserva provada 1P considerada para o cálculo da depreciação, e depois da desvalorização cambial incidente sobre a provisão de abandono, que por ser capitalizada no ativo imobilizado afeta a depreciação.

Os custos operacionais se mantiveram estáveis. Os custos de produção totalizaram R\$21 milhões no trimestre, acima dos R\$12 milhões no primeiro trimestre de 2015 devido a custos relacionados à estação de compressão de Manati, em torno de R\$10 milhões no período.

As despesas gerais e administrativas tiveram uma queda de 28% na comparação com o primeiro trimestre do ano passado devido principalmente a um crescimento das despesas alocadas aos sócios em blocos onde a QGEP é operadora.

Passando para o slide 9, nosso Capex para o ano é de US\$82 milhões, como já discutimos na conferência do quarto trimestre de 2015 em março. Esperamos que US\$47 milhões sejam gastos no desenvolvimento do Campo de Atlanta, enquanto US\$22 milhões sejam investidos nos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitações da ANP em 2013.

Até o final de março já havíamos desembolsado US\$18 milhões, ou pouco menos de ¼ do nosso investimento total para o ano. Vale lembrar que uma grande parte deste Capex anual coincidirá com a chegada do FPSO ao bloco BS-4. Por esta razão, esperamos no nível mais alto de desembolsos se dê no segundo semestre.

Para o próximo ano, nosso Capex está orçado em US\$80 milhões. A maior parte desse montante será alocada ao nosso portfólio de exploração, sendo US\$27 milhões no Bloco BM-S-8 e mais US\$25 milhões na perfuração pioneira do Bloco CAL-M-372.

Também prevemos o desembolso de US\$13 milhões nos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitações, nos quais iniciaremos as atividades exploratórias a partir de 2017/2018.

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

S. Lincoln: Obrigado Paula. Vamos, então, rapidamente para o slide número 11.

No início da teleconferência eu mencionei que a QGEP está trabalhando para se tornar um produtor de petróleo e que o Campo de Atlanta será o nosso próximo ativo a entrar em produção através de um sistema de produção antecipada.

A produção pelo sistema definitivo deverá começar a partir de 2019, mas o primeiro passo para isto será a implantação do sistema de produção antecipada, que consiste na produção através de dois poços que já foram perfurados, e terá a capacidade de produção inicial prevista de 20.000 barris de óleo por dia.

Esta produção será comercializada por meio de um contrato de venda de óleo bruto já assinado com a Shell e divulgado aos senhores anteriormente.

Se o consórcio optar por adicionar um terceiro poço, a capacidade de produção poderá subir para aproximadamente 30.000 barris diários por dia. Esta decisão ainda não foi tomada e será baseada em vários fatores, incluindo o desempenho operacional dos dois primeiros poços produtores e obviamente o preço do petróleo *brent*.

Vemos de maneira positiva a recente tendência de alta dos preços de petróleo, o que sugere uma convergência para um maior equilíbrio entre oferta e demanda global. Mas vamos continuar a acompanhar a situação bem de perto para tomarmos a melhor decisão.

O próximo marco para Atlanta é naturalmente a chegada do FPSO. O Petrojarl I, com capacidade de armazenamento de petróleo bruto de 180.000 barris, está sendo adaptado em Roterdã. Esperamos sua chegada para o quarto trimestre e o primeiro óleo para o final deste ano.

Como vocês sabem, este é o primeiro projeto da QGEP como operador e, sobretudo, em águas profundas de produção, e tivemos que superar uma série de desafios técnicos deste campo. Estamos satisfeitos com o progresso que fizemos até o momento e nos manteremos focados para atingirmos a produção plena a partir de 2019.

Mudando agora para o slide 12. No Bloco BM-S-8 o consórcio está atualmente planejando os próximos passos depois de um 2015 bastante ativo. Carcará é uma das mais importantes descobertas do pré-sal e um ativo muito importante a longo prazo para a QGEP.

No decorrer de 2015, nós perfuramos nesta descoberta dois poços: o Carcará Norte e o Carcará Noroeste, e também realizamos dois testes de formação em Carcará Norte. Os testes produziram dados muito encorajadores. A coluna de óleo na acumulação constatada mais uma vez é de pelo menos 530 m e o óleo encontrado é de alta qualidade e sem contaminantes.

Até hoje não identificamos o contato óleo-água, o que sugere que a coluna poderá ser ainda maior do que a já diagnosticada. Com base nestes dados, estima-se que as vazões iniciais de produção por poço são pelo menos equivalentes aos maiores poços de produção já observados no pré-sal da Bacia de Santos.

Em função dos resultados positivos nos testes realizados no ano de 2015, o consórcio atualizou seu plano de avaliação de descobertas junto à ANP. Segundo a nova versão do PAD, o consórcio irá realizar testes de formação em Carcará Noroeste em 2017 e não será necessária a realização de um teste de longa duração, anteriormente previsto.

Esta alteração foi resultado dos excelentes resultados obtidos nos testes e que indicaram a não necessidade de realização do teste de longa duração. Além disto, o consórcio irá iniciar a perfuração do prospecto de Guanxuma também em 2017.

A ANP recebeu e já aprovou o plano de avaliação atualizado, gerando economias para a QGEP da ordem de US\$10 milhões em Capex futuro.

Passando ao slide 13, veremos um pouco sobre a evolução dos outros ativos de exploração da Companhia. Estamos dando continuidade ao processo de aquisição, processamento e interpretação dos dados sísmicos dos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitações em 2013. Adquirimos naquela ocasião um total de 8 blocos na rodada de licitações em 5 bacias. Fizemos um considerável progresso analisando estes blocos em conjunto com os nossos sócios.

Na bacia do Pará-Maranhão estamos no processo de aquisição dos dados sísmicos, sendo que nos blocos das bacias do Ceará, Foz do Amazonas e Espírito Santo a sísmica já está sendo processada e, em algumas delas, a interpretação também já começou.

Dados sísmicos são cruciais para o planejamento destas perfurações, que poderão ser iniciadas a partir de 2017 e 18. Porém, sempre olhando para o cenário de preços do *brent* e o cenário que vamos ter em relação ao risco benefício de cada prospecto identificado.

No Bloco BCAL-372 estamos em discussão com a ANP a respeito de uma potencial extensão dos prazos para a exploração deste ativo, dado que continuamos esperando a licença ambiental para iniciar a perfuração do poço.

Vamos agora para o slide 14. Como vocês puderam verificar, estamos trabalhando dentro de uma execução operacional realista e levando em conta os desafios atuais do mercado. Nosso portfólio atual nos oferece diversas vantagens. Em primeiro lugar, a previsibilidade de produção de Manati significa que podemos esperar sólidos resultados financeiros, com fluxo de caixa positivo vital para financiar a exploração e parte de nosso desenvolvimento.

O sistema de produção antecipada de Atlanta será um passo fundamental para o aumento de nossa produção de hidrocarbonetos. Pela primeira vez, isto nos dará alguma exposição à preços globais de petróleo. No entanto, esta exposição será limitada enquanto estivermos na fase do sistema antecipado, que deverá durar pelo menos até 2019.

O nosso balanço e a sólida posição de caixa nos colocam em posição privilegiada para aproveitar as eventuais oportunidades de crescimento que poderão surgir. Também estamos continuamente avaliando nosso portfólio buscando a maior geração de valor.

Como vocês sabem, ano passado adquirimos 100% de dois blocos de alto potencial na Bacia de Sergipe-Alagoas. Esta Bacia tem vários campos em produção e, na nossa avaliação, os dois blocos que adquirimos são de baixo risco em função da descoberta já realizada pela Petrobrás nas imediações destes blocos.

Estamos avaliando a melhor estratégia para a continuidade das operações destas duas áreas levando em conta as eventuais oportunidades de mercado e a nossa gestão de caixa.

Antes de encerrar, eu gostaria de falar um pouco sobre o atual ambiente da QGEP. Foram dois anos extremamente desafiadores para o setor com as questões financeiras enfrentadas pelas empresas e a desaceleração econômica no Brasil, aliados a uma queda acentuada dos preços do gás e do petróleo.

O ambiente continua difícil. No entanto, já conseguimos ver alguns sinais de melhoria e, em primeiro lugar, é bom destacar que o preço do *brent* aumentou mais de 60% em comparação à cotação do início de janeiro. Este preço ainda está bem abaixo dos níveis observados nos últimos anos, mas indica um maior equilíbrio entre oferta e demanda dos mercados globais, sinalizando um potencial aumento nesses próximos anos.

Em segundo lugar, o ambiente regulatório do Brasil mostra sinais concretos de flexibilização, com uma abordagem mais pragmática para as regras, por exemplo, de conteúdo local e a potencial presença de múltiplos operadores no pré-sal, entre outros. Os ativos de petróleo no Brasil permanecem muito atraentes e este maior grau de flexibilização nos regulamentos vai ajudar empresas como a QGEP a dar seguimento à sua estratégia.

Assim, ao mesmo tempo em que o cenário político atual é muito desafiador e o ambiente para o setor continua conturbado, mantemos a crença de uma melhora à médio prazo.

Enquanto isto, utilizamos a nossa *expertise* para gerenciar nossas atividades de modo a criar o maior valor possível aos nossos *stakeholders*.

Eu agradeço a vocês a presença e estamos aqui à disposição para as perguntas que vocês tenham. Muito obrigado.

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.

Nossa primeira pergunta Diego Mendes, Itaú BBA.

Sr. Diego: Bom dia Lincoln, bom dia Paula. Eu tenho duas perguntinhas. A primeira é com relação à Atlanta. Se vocês pudessem comentar para gente hoje quais são os pontos que deixam vocês mais preocupados com um potencial atraso ou se vocês acham realmente... já contemplam algum atraso no cronograma para início de produção no final do ano.

Eu só queria entender efetivamente se tem alguma coisa ali que a gente deve se preocupar ou está tudo caminhando muito bem.

E a segunda com relação à Carcará. Vocês estão falando dos próximos passos para fazer todos os testes necessários antes de colocar um sistema lá. Porém, a gente sabe que tem todo o ponto da unitização.

Eu queria entender como é que estas duas coisas se conversam, se você pode seguir com todos estes testes sem antes ter a definição da unitização?

E relacionado à unitização, que dados que existem relacionados à área que está fora do bloco e, se for necessário fazer poço de perfuração para ver exatamente quanto deste volume está para fora, quem arcaria com este custo? Obrigado.

Sr. Danilo Oliveira: Bom dia Diego. Atlanta, originalmente no nosso cronograma, o FPSO deveria ter chegado aqui no mês de março. Já havíamos sinalizado antes disso um atraso para o mês de julho, e agora estamos programando ou esperando a chegada dele para o último trimestre.

O que está ocorrendo é uma dificuldade maior na conversão do Petrojarl para as condições de óleo de Atlanta. As modificações de engenharia e de planta de processo foram maiores do que as esperadas no início e isto resultou na aquisição de novos equipamentos, que só agora estão chegando ao FPSO para a construção e montagem.

Então, este atraso é tão somente pelo atraso do FPSO e não houve nenhuma intencionalidade nesse atraso. É exclusivamente por conta do FPSO.

Hoje estamos aguardando e esperando a chegada para o último trimestre.

Sr. Lincoln: Bom Diego, com relação à Carcará e à unitização, vou passar a palavra aqui para o Mendes, que está bem atualizado em relação aos procedimentos que estão sendo implementados.

O que eu posso dizer é que o Governo tem feito um esforço grande para estabelecer estas regras a um grupo de trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e esse... com a participação da indústria, sobretudo, com a participação do IBP, no intuito de, então, dar e divulgar as regras que levarão a este processo de unitização, e ele, como você vai ver, ele é fundamental para os passos seguintes que estão vindo e nós estamos muito confiantes de que isto seja rapidamente solucionado e divulgado para todos os operadores, tá bom?

Mendes, por favor.

Sr. José Milton Mendes: Bom dia Diego. Esta questão de processo de unitização em áreas do pré-sal já está relativamente pacificada tanto em termos de ANP como em termos de PPSA, que em áreas onde o volume que se estenda para área não licitada, área da união, esta área deverá ser licitada o mais rapidamente possível, de maneira que o consórcio que ganhar a área externa, a área ainda não licitada, ela seria responsável pelos investimentos e delimitação da área atualmente em poder da união.

Então, o que nós esperamos é que a área de Carcará especificamente ela seja licitada o mais breve possível e que a concessão, a nova concessão, o novo concessionário da parte externa do BM-S-8 onde ontem a descoberta de Carcará venha a realizar o trabalho de delimitação da área externa.

Então, tem todo um processo de unitização da área que já está mais ou menos delimitada dentro da concessão do BM-S-8 com a parte que atualmente é da união.

Sr. Diego: Tá, já tem uma data para esse possível leilão que vocês escutam dentro ou ainda está dependendo da aprovação das mudanças da regra do pré-sal no congresso?

Sr. José Milton: O que a gente tem ouvido, o que a gente tem visto na imprensa é que há uma previsão de duas áreas de pré-sal para 2017, né. A gente espera que Carcará seja uma destas áreas, já tem tido algumas manifestações pela imprensa.

Nós estamos esperando, aguardando que isto realmente venha a se realizar em 2017, que Carcará seja licitado em 2017 de maneira que a gente não tenha nenhum problema de atraso no cronograma da unitização e no cronograma de entrada em produção desta área.

Sr. Diego: Tá. Está ótimo, muito obrigado pessoal.

Operadora: Nossa próxima pergunta Vicente Falanga, Bank of América.

Sr. Vicente: Boa tarde a todos. Boa tarde Lincoln, Paula e Danilo. Eu tinha duas perguntas também. Primeiro, dentro do que já foi concluído nesta fase de sísmicas aí dos blocos da 11ª rodada, vocês já conseguem antecipar o que está mais interessante entre Pará-Maranhão, Ceará e Espírito Santo? E se no Espírito Santo já dá para saber se vocês vão mirar o pré-sal.

Segundo, vocês mencionaram no *press release* de vocês o potencial para *farm outs* também em 2016. Dentro dos potenciais ativos para um eventual *farm out*, vocês iriam priorizar ativos mais em desenvolvimento e produção ou é mais ativos que estão ainda na fase de exploração? Obrigado.

Sr. Lincoln: Olha Vicente, bom dia, é o seguinte, a interpretação destas áreas ainda está bem no início, são áreas até extensas e tiveram processo de aquisição algumas, outras já tem o processamento já foi definido e aonde nós estamos começando a interpretar, sobretudo, na Foz do Amazonas e no Espírito Santo. São as duas áreas que estão mais avançadas em relação ao processo de interpretação.

Eles continuam em andamento e, como você sabe, a Bacia do Espírito Santo é uma bacia produtora, tem um sistema petrolífero já bem definido em alguns daqueles campos e o objetivo principal desta área ainda é o pós-sal, é o pós-sal e nós entrando no bloco sem dúvida conduzidos por este sistema petrolífero já estabelecido para a bacia.

Mas sempre há esta possibilidade já que os blocos estão naquela terminação, na continuidade do que poderia ser o polígono do pré-sal, ele está fora, mas ele está naquele *trend*; a exploração vive muito destas tendências regionais e etc.

Não está fora de cogitação, mas o foco principal ainda é o pós-sal e nós ainda estamos um pouco distantes de definir quando é que a gente furaria. Nós temos até 2018 para furar e há também algumas iniciativas em função de algumas dificuldades que houveram (de maneira geral, não especificamente para Espírito Santo ou Foz, mas algumas dificuldades que tivemos) de licenciamento de haver uma pequena postergação até destas perfurações. Então, é até muito razoável que isto ocorra.

E na Foz nós continuamos trabalhando e o que se busca na Foz são as similaridades em função da descoberta que tiveram, por exemplo, em Jubilee, apesar da distância (nós estamos falando do Oeste da África), e aqui nas Guianas, na Guiana Francesa, sobretudo, e no Suriname, onde recentemente inclusive a Exxon fez uma descoberta no mesmo tipo de prospecto que nós acreditamos que possa haver na Foz do Amazonas.

Mas ainda não há uma função já estabelecida e nós estamos muito no início desta interpretação e isto provavelmente demora pelo menos mais um ano para que a gente tenha uma posição firmada das prioridades, né.

Ceará está... terminou já e está em fase de processamento sísmico. No Pará-Maranhão nós estamos neste momento adquirindo a sísmica. Houve um pequeno atraso para o licenciamento ambiental e outros procedimentos naturais que o IBAMA tem, então nós estamos adquirindo agora. Então, este provavelmente é o que fica até para bem mais tarde qualquer decisão a este respeito.

Com relação ao Sergipe-Alagoas, nós temos 5 anos para fazer a sísmica em Sergipe-Alagoas. Nós só temos compromisso em Sergipe de fazer a sísmica. Mas dado que Sergipe tem um apelo realmente muito grande pela prospectividade que estas áreas já demonstraram, por ter uma operação e uma infraestrutura já mais bem-estabelecida, distância da costa de 100 km e etc., Sergipe sem dúvida deve ganhar importância no nosso portfólio.

Apesar de nós termos estes 5 anos, a gente muito provavelmente não vai esperar os 5 anos para fazer a sísmica, nós vamos fazer antes esta sísmica, até porque a gente vê já alguns sinais do mercado – e faz parte da sua pergunta, eu entendi, como é que a gente quer fazer a gestão desses blocos.

Sem dúvida a nossa prioridade é sempre fazer um *farm out*, sobretudo, em blocos que a gente tem um percentual alto e isto deve ocorrer em Sergipe. A gente tem intenção de fazer *farm out* sim e em princípio seria feito depois da aquisição sísmica.

Mas isso não se restringe só a Sergipe, nós temos a oportunidade de fazer isso também no Pará-Maranhão, onde nós temos um *equity*, né, quer dizer, um *working* interesse suficiente para que a gente faça uma eventual diluição.

Isto virá com o tempo obviamente e sem dúvida a depender de toda a continuidade dos resultados que a gente for observando para estas áreas.

Mas Sergipe é algo já estabelecido dentro da companhia que, sim, a gente deverá fazer um *farm out* e a gente já vê sinais na indústria de interesse por estas áreas dada, de fato, a visibilidade que elas têm em termos de exploração e produção de óleo.

É sem dúvida, depois da Bacia de Santos, hoje uma das áreas de maior apelo para a exploração e produção pela distância da costa, pelo tipo de óleo (cerca de 38°) API é de excelente qualidade, e de um mercado que hoje realmente é carente, inclusive carente com gás, ok?

Sr. Vicente: Está ótimo, perfeito. Muito claro, Lincoln, obrigado.

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

Nossa próxima pergunta Gustavo Allevalo, Banco Santander.

Sr. Gustavo: Oi, bom dia a todos. Eu queria fazer uma pergunta relacionada ao campo de Atlanta. Eu queria saber, a situação de adimplência dos parceiros do bloco e como que isso está sendo tratado dentro do consórcio. Se vocês poderiam passar um *update*, por favor. Obrigado.

S. Lincoln: É, eu posso dizer para você que os valores em aberto não têm... que estavam em aberto aí no fim do último tri, da última divulgação que nós fizemos, não tem mais nada vencido e felizmente os sócios estão estruturando todas essas... todos estes pagamentos de maneira satisfatória.

Sr. Gustavo: Ok, obrigado.

Operadora: Novamente, para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

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

Sr. Lincoln: Bom pessoal, mas uma vez muito obrigado a vocês por estarem aqui conosco e debatendo um pouco dos nossos resultados.

Sem dúvida hoje é um dia especial em função de todos os acontecimentos do cenário político do Brasil e eu agradeço muito ao esforço de vocês estarem aqui, mas sempre renovando a nossa crença nos fundamentos de nossa Companhia, nos fundamentos do Brasil, nos fundamentos da nossa indústria e nós temos certeza sem dúvida que todos esses processos, ainda que bastante delicados, vão ser superados e que a Companhia vai estar num contínuo crescimento a partir deste final de ano e com a entrada de Carcará.

E nós, eu quero reafiançar a nossa crença no nosso crescimento, na recuperação mesmo do setor, da recuperação de outras empresas e nós ficamos, como sempre, à disposição de vocês através da nossa área de Relações com Investidores para qualquer outro detalhe que vocês necessitem com respeito ao nosso resultado, com respeito ao futuro de nossa companhia.

Mais uma vez eu agradeço a todos vocês e até uma próxima oportunidade.

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