

**Operadora:** Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao segundo trimestre de 2015. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção, o Sr. Sergio Michelucci, Diretor de Exploração, a Sra. Renata Amarante, Gerente de Relações com Investidores, e o Sr. Juan Soler, Gerente Financeiro.

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:** Obrigado. Bom dia a todos e obrigado mais uma vez por participarem da teleconferência para apresentar os resultados da QGEP no segundo trimestre e primeiros 6 meses de 2015, como também um pouco das nossas perspectivas futuras.

O nosso desempenho tem endossado os argumentos que fazem da QGEP uma sólida opção de investimento. Os destaques do período são particularmente importantes em tempos como os que vivemos; com condições macroeconômicas e setoriais adversas.

Indo um pouco mais além, podemos dizer que o Campo de Manati continua sendo uma fonte estável de receita e de fluxo de caixa operacional e atingiu uma média de produção de 5,7 milhões m<sup>3</sup> por dia no segundo trimestre e nos primeiros 6 meses do ano.

De fato, nós esperávamos uma redução no volume médio diário no segundo trimestre, mas a parada temporária da produção em função da estação de compressão acabou acontecendo somente em julho, mantendo o nível de produção do campo no período.

Ainda em Manati, gostaríamos de destacar duas outras realizações importantes neste trimestre: primeiro, concluímos a construção da planta de compressão de gás e a interligação ao sistema, e, em segundo lugar, assinamos o aditivo ao contrato de venda de gás com a Petrobras, o que nos dá segurança e previsibilidade da receita futura do Campo. Como vocês sabem, o fluxo de caixa proveniente de Manati é atualmente a principal fonte de receita operacional da Companhia para suportar as nossas atividades de desenvolvimento e exploração.

Outro destaque foi o recente término da perfuração do poço Carcará Norte, no Bloco BM-S-8, que estabeleceu a extensão para norte da descoberta de óleo leve em reservatórios do pré-sal, com resultados bastante satisfatórios. Ressaltamos que as nossas atividades no Bloco estão dentro do cronograma e do orçamento previamente acordados com o operador.

Adicionalmente, estamos na fase de desenvolvimento para iniciar a produção do Campo de Atlanta, com o primeiro óleo previsto para daqui a aproximadamente um ano, que vai diversificar nossa fonte de receita.

Tivemos um aumento do EBITDAX em ambas as comparações, ou seja, trimestral e anual, e nossas margens EBITDAX estão entre as maiores do setor. Essas realizações, em conjunto com nosso consistente desempenho financeiro e o fato de que temos recursos para cobrir todos os investimentos deste e do próximo ano, nos aproximam de nossa meta de nos consolidarmos como um dos líderes brasileiros independentes na produção de óleo e gás em águas profundas. Permanecemos uma das mais sólidas companhias de exploração e produção do Brasil.

Vamos agora ao slide 5. Este slide mostra o impacto da produção de gás de Manati em nossas receitas ao longo do segundo trimestre e do primeiro semestre de 2015.

Como vocês podem ver, a produção foi ligeiramente menor na comparação anual, mas com a conclusão da estação de compressão devemos retornar à capacidade de produção de 6 milhões m<sup>3</sup> por dia.

As receitas líquidas caíram bem menos que a produção, pois foram compensadas pelo reajuste contratual do preço do gás ocorrido no início do ano, ficando em torno de R\$125 milhões neste trimestre. Esperamos uma menor média de produção de gás em Manati para o terceiro trimestre devido à parada de 13 dias na produção para conectarmos a estação ao sistema de produção.

Mesmo com a queda na produção projetada para o terceiro trimestre deste ano, reafirmamos a estimativa de produção média de 5,5 milhões m<sup>3</sup> por dia para o ano de 2015.

Neste slide apresentamos os destaques financeiros para o período. O crescimento do EBITDAX do segundo trimestre em relação ao mesmo período do ano anterior reflete menores custos com estudos geológicos e aquisição sísmica, além de menores despesas administrativas.

No primeiro semestre, o Ebitdax ficou estável quando comparado ao mesmo período do ano anterior. O lucro foi maior, sobretudo devido ao maior resultado financeiro líquido e a menores gastos exploratórios.

Como mencionado anteriormente, as margens EBITDAX de 62% no segundo trimestre e de 60% para o primeiro semestre de 2015 estão entre as maiores do setor e confirmam a rentabilidade da produção de nosso Campo de Manati.

Ao final do primeiro semestre tínhamos caixa líquido de mais de R\$900 milhões e um saldo de caixa de R\$1,3 bilhão. Estes recursos, somados à geração de caixa e à capacidade de alavancagem da companhia, nos garantem enorme flexibilidade para desenvolvermos nosso portfólio e avaliarmos oportunidades de expansão por meio da aquisição de ativos.

Vamos ao slide 7. Neste slide destacamos que os custos operacionais caíram 4% na comparação trimestral e 3% na comparação anual como resultado de menores custos de manutenção e menores despesas relacionadas à amortização.

Despesas gerais e administrativas também tiveram redução no segundo trimestre, principalmente em função da reclassificação de provisões fiscais no montante de R\$1,4 bilhão.

Houve também um pequeno aumento em gastos exploratórios no trimestre na sua maioria relacionado aos dados sísmicos e estudos que estão sendo realizados nos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP, e um montante de R\$9,5 milhões referente às despesas de blocos já devolvidos para a ANP e ainda em discussão com o operador.

No slide 8 detalho o nosso plano de investimentos para 2015 e 16. Como demonstrado, houve uma redução dos valores que projetamos para o ano de 2015 em relação ao que apresentamos no trimestre passado. Isto foi decorrente da postergação de alguns projetos de 2015 para 2016, como Guanxuma, do Bloco BM-S-8, e a perfuração do terceiro poço produtor do Campo de Atlanta.

O desenvolvimento do Campo de Atlanta e a exploração de Carcará juntos representam aproximadamente 2/3 de nosso orçamento de investimentos para este biênio. Já a perfuração no Bloco CAL-M-372 está aguardando a liberação da licença de perfuração pelo IBAMA, provavelmente a ser perfurado em 2016.

Conforme já mencionei, os US\$300 milhões de CAPEX até 2016 já estão totalmente cobertos, ressaltando a nossa solidez financeira.

Podemos seguir para o slide 10. Neste slide vamos falar um pouquinho mais sobre o Campo de Manati, com destaque para a curva de produção que nos proporcionou a certificação da Gaffney, Cline & Associates.

Conforme comentado, concluímos a construção da estação de compressão de Manati e realizamos a interligação da planta ao sistema, o que levou a uma parada de 13 dias na produção de gás. Estamos atualmente na fase de comissionamento desta planta, e após este estágio a capacidade de produção do Campo retornará a 6 milhões m<sup>3</sup> por dia e deverá manter-se neste patamar nos próximos dois anos.

Salientamos, no entanto, que esta curva apresentada tem um caráter bastante conservador – característica das avaliações da certificadora – e reflete tão somente as informações disponíveis até o momento onde ainda não é possível avaliar de forma adequada a influência na manutenção da produção dos limites nordeste do Campo de Manati.

Estimamos que os custos operacionais relativos à estação de compressão (líquidos para a QGEP) serão de aproximadamente US\$12 milhões por ano, com a maior parte deste custo sendo desembolsado em dólar. Este valor será adicionado aos custos operacionais atuais do campo a partir do terceiro trimestre de 2015. Mesmo com o acréscimo nos custos de produção, a margem EBITDA média do Campo de Manati para os próximos anos ficará em torno de 60% da receita líquida, refletindo a rentabilidade deste ativo.

Também destacamos a assinatura do aditivo ao contrato de venda de gás do campo com a Petrobras, o qual mantém essencialmente os mesmos termos e condições do contrato original, que estipula a compra de uma quantidade mínima da produção. O ponto

principal do aditivo é o aumento do volume contratado para toda a reserva remanescente do Campo. Lembramos que o preço do gás é fixado em reais e reajustado anualmente de acordo com índice definido em contrato.

Continuando, o slide 11 traz a atualização das atividades relativas à operação do Campo de Atlanta, do Bloco BS-4. Estamos trabalhando junto com a Teekay, em Roterdã, na adaptação do FPSO. Os dois poços de produção de Atlanta foram perfurados e equipados para produzir até 25.000 barris de óleo por dia nos primeiros três anos. No ano que vem o Consórcio poderá adicionar um terceiro poço produtor, o que aumentará a capacidade de produção média do Sistema de Produção Antecipada para até 30.000 barris/dia. Logicamente o preço do petróleo será um dos principais fatores desta avaliação para a perfuração deste poço.

Assumindo que teremos três poços de produção, o CAPEX total para este SPA será de US\$733 milhões (100%) e o custo operacional diário médio será em torno de US\$480 mil.

O Campo de Atlanta teve suas reservas certificadas pela Gaffney, Cline & Associates com reservas 1P de 147 milhões de barris – estamos falando de óleo –, 2P de 191 milhões barris e 3P de 269 milhões de barris de óleo. Esta certificação considerou tão somente o resultado do teste de formação do primeiro poço perfurado e testado no campo e ainda não considera as informações do segundo poço de produção que, como já divulgado, teve resultados muito bons. Como vocês podem ver no gráfico, esperamos iniciar o Sistema Definitivo em 2019 atingindo produção máxima em torno dos 70 a 75 mil barris em 2021.

Vamos seguir para o slide 12, que traz a atualização das atividades no Bloco BM-S-8. As atividades de perfuração na descoberta de Carcará estão seguindo conforme o cronograma e dentro do orçamento. Concluímos o poço de Carcará Norte em julho à profundidade final de 6.338 metros. O poço encontrou uma coluna de óleo de 358 metros em reservatórios contínuos e conectados, não tendo sido identificado o contato óleo-água na seção perfurada. Um teste de formação está previsto para o segundo semestre deste ano.

A sonda que perfurou Carcará Norte foi deslocada para o Carcará Nordeste, mostrado na figura, para concluir a sua perfuração. A profundidade final esperada deste poço é de 6.600 metros a ser alcançada até o final do ano e sua avaliação (um teste de formação) está programada para o início de 2016.

Destacamos também que está programada a perfuração do prospecto de Guanxuma, localizado a oeste deste mapa e não destacado na figura, a 30 km a sudoeste de Carcará, no segundo semestre de 2016.

Seguindo para o slide 13 podemos dizer que, com relação aos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitação da ANP, os levantamentos sísmicos dos blocos da Bacia da Foz do Amazonas e do Espírito Santo foram concluídos e os dados já estão sendo processados. A aquisição sísmica dos blocos das bacias do Pará-Maranhão e Ceará já foi contratada e os levantamentos serão iniciados assim que as licenças ambientais forem obtidas do IBAMA.

Vale lembrar aqui que a QGEP é operadora de 5 dos 8 blocos adquiridos e iremos trabalhar em conjunto com os outros operadores dos blocos na margem equatorial para aproveitar o atual ambiente de preços mais favorável e visando garantir os equipamentos e serviços necessários para as próximas fases desses projetos.

Neste momento, os custos estimados líquidos para a QGEP para a aquisição, processamento e interpretação dos dados sísmicos são de aproximadamente US\$50 milhões para os próximos 3 anos, incluindo aí obviamente a interpretação destes dados.

A partir de 2017 iremos gastar cerca de US\$200 milhões para perfurar os quatro poços exploratórios, de acordo com os compromissos assumidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

Para finalizar, gostaria de reafirmar nossa crença na implementação de nossas estratégias em função de nossa equipe, da qualidade de nossos ativos e de nossas práticas corporativas. Nosso modelo de negócio tem nos permitido atravessar este momento de turbulência fundamentado numa base diversificada de ativos que nos permitem gerar caixa para produzir, desenvolver e explorar óleo e gás de forma rentável ao mesmo tempo em que asseguramos uma situação financeira consistente. Reconhecemos os desafios atuais do ambiente de negócios, que requerem uma análise ainda mais criteriosa da tomada de decisão por investimentos. Por outro lado, este mesmo ambiente proporciona oportunidades de negócio que poderão alavancar sobremaneira a QGEP com vistas aos resultados de médio e longo prazo.

Continuamos focados no nosso compromisso de entregar o primeiro óleo de Atlanta e continuar com a avaliação de nossos ativos exploratórios de maneira a otimizar o nosso portfólio e com vistas a certificar e consolidar a nossa receita operacional.

Passo agora para a operadora para iniciarmos a sessão de perguntas.

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

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

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Pablo Castelo Branco, do Itaú BBA.

**Sr. Pablo:** Boa tarde a todos e obrigado pelo *call*. Minha primeira pergunta é sobre a revisão de CAPEX de vocês para 15 e 16.

Eu queria saber se vocês podiam comentar um pouquinho mais sobre o que está acontecendo em Atlanta e Carcará e se existe alguma mudança mais importante no programa de exploração?

A segunda pergunta é sobre Camarão. Num possível desenvolvimento do campo está previsto algum *tie in* com contrato de gás de Manati ou uma coisa do gênero?

E a terceira pergunta é sobre a 11ª Rodada, se vocês poderiam passar algum *update* sobre como estão evoluindo as licenças ambientais na Bacia do Maranhão e do Ceará e se vocês têm alguma previsão de quando isso vai sair? É isto do meu lado, obrigado.

**Sr. Lincoln:** Obrigado, Pablo. Com relação ao CAPEX de 2015 e 16, a modificação que houve fundamentalmente é sem dúvida em relação à Atlanta e Carcará. Nós tínhamos previsto para 2016 a perfuração do terceiro poço de Atlanta, continua lá ainda neste valor estabelecido aí para o ano, de US\$153 milhões em 2016, e está também a nossa

participação nesta perfuração deste terceiro poço de produção, que vai depender das condições que nós vamos ver de preço, e etc.

Obviamente poço de produção tem que ter uma produção que pague o investimento que é feito nele e nós estamos bastante confiantes que a gente poderia até vir a furar este poço e daria muito pulmão para gente no futuro para produção e manter uma média um pouco maior na produção média para esses próximos três anos. Mas vai depender destas condições de mercado, preço de óleo e até condições dos equipamentos também.

E Carcará está mantida estas atividades e, sobretudo, devido à Guanxuma. Guanxuma que saiu de 2015 e foi para 2016 que foi um problema puramente aqui operacional. Nós estamos com uma atividade no Bloco BM-S-8 além daquela programada para o nosso PAD.

O nosso PAD previa uma perfuração de um extensão, quer dizer, exigia, né, requer a perfuração de um extensão (que foi o que acabamos de furar), a perfuração de Guanxuma e o nosso teste de longa duração, que vai ser realizado em 2017.

Mas nós estamos formando um poço a mais, que é consignado aí por esta perfuração do Carcará Noroeste, e vamos realizar os testes de formação nestes dois poços.

Então nós estamos realmente com uma atividade grande, eu diria, com provavelmente duas sondas operando ao mesmo tempo. A sonda que vai testar o Carcará Norte não é esta sonda que está furando Carcará Nordeste, é outro tipo de sonda que não necessita de MPD e, portanto, nós já vamos ter duas sondas ao mesmo tempo trabalhando no Bloco. Daí é que escorregou um pouco este Guanxuma para 2016 e é razoável. Nós temos que tentar esgotar o máximo possível todas as oportunidades de agregar valor a esta descoberta porque isto vai nos ajudar muito na quantificação das reservas e na formulação do tipo de desenvolvimento que vai ser feito para esta área que, sem dúvida, pela dimensão que a gente está esperando, é importante neste tipo de aquisição de muito mais dados. Então, as modificações de CAPEX, com esta rodadinha, foram um pouco para lá.

O que pode acontecer em 2016 é que caso a gente não receba a tempo a licença de perfuração para o Bloco BM-CAL-12, na Bacia de Camamu Almada (é uma perfuração que a gente acha importante, ainda que seja um bloco exploratório, com risco e que faz parte da nossa atividade, né, nós não podemos ficar alheios a todo este risco e este é o caminho mais rápido de crescimento) ele pode dar uma escorregada caso isto demore a chegar um pouco mais, mas é um poço que a gente gostaria que fosse perfurado dado os últimos resultados que a Petrobras obteve na Bacia de Sergipe e Alagoas, que são prospectos parecidos, têm uma mesma natureza, ainda que sejam bacias diferentes. Este ainda pode escorregar um pouquinho em 2016 ou ser lá para o final, mas ele só depende atualmente da emissão da licença.

Com relação a Camarão, o Danilo vai te explicar, então, a situação que está e sobre a 11ª Rodada, com relação à parte ambiental das nossas licenças e o que nós já pedimos e o que estamos aguardando, o Michelucci depois, então, detalha para você.

**Sr. Danilo:** Bom dia, Pablo. Camarão Norte nós estamos no processo de unitização, o processo de unitização vai requerer uma convergência nos percentuais de volume em cada lado do *ring fence*, do descobrimento, né, e como este ativo só tem condições de produzir através do Campo de Manati e como a unitização para ser apresentada à agência tem que ser concomitante ao plano de desenvolvimento, a gente ainda precisa

acertar alguns parâmetros econômicos entre os sócios dos dois lados e também com o comprador do gás para fechar este plano de desenvolvimento.

Então, temos ainda que acertar, por exemplo, quem vai comprar (já que não está incluído no contrato de gás da Petrobras), por quanto vai comprar e também acertar entre o consórcio de Manati qual será a tarifa para que esse gás passe nas nossas instalações.

Então, este processo ainda vai levar um tempo e nós não estamos enxergando o início do desenvolvimento (caso tudo ocorra de acordo com o esperado) antes de 2017. Então, alguma coisa em Camarão Norte factual somente em 2017.

**Sr. Michelucci:** Pablo, é Michelucci, bom dia. Com relação às licenças ambientais lá da Margem Equatorial, especificamente do Pará-Maranhão, que tu falaste do Ceará, estão sendo aguardadas aí para qualquer momento. A sinalização que nós temos do IBAMA é que elas devem ser emitidas ainda no decorrer do mês de agosto.

Foi montado todo um esquema para acelerar as emissões dessas licenças com a criação de salas de situação aí envolvendo o MME, a ANP, o IBAMA e as próprias companhias de serviços para que estas emissões sejam feitas no prazo mais curto possível. Então, de novo, confirmando, a sinalização é que estas licenças saiam ainda este mês e a partir da emissão dessas licenças as companhias contratadas para fazer a aquisição sísmica têm dois meses para chegar com os navios nas áreas. A nossa expectativa é que o início da aquisição se dê ainda no decorrer deste semestre.

**Sr. Pablo:** Ok, obrigado.

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

**Sr. Felipe:** Bom dia Lincoln, bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas. A primeira pergunta: como tem sido o contato com o consórcio em relação aos volumes de Carcará? A gente não tem tido muita explicação em relação ao andamento do projeto e etc., e eu tive a impressão, pelo *release* de vocês, que você vai ter um atraso na apuração dos volumes em função de alguma mudança na perfuração dos prospectos.

E a segunda pergunta é: qual é a expectativa de vocês, olhando para a rodada que está vindo? A gente está ouvindo muita crítica da indústria em relação aos termos do contrato. Qual é a visão de vocês, se vocês pudessem falar um pouco sobre esta rodada que está vindo? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Ok Felipe, bom dia para você. Felipe, o que está acontecendo na avaliação de Carcará (eu estou falando do aspecto conceitual do volume) não está tendo atraso nenhum, ao contrário; está sendo até uma aceleração. Nós estamos furando dois poços agora, vamos testar os poços, haverão outros trabalhos especiais, fundamentais nestes poços e os testes, sem dúvida, eles nos dão um dos pontos cruciais para a caracterização de volumes totais recuperáveis, que é produtividade de poço.

Porque a gente sabe que o pré-sal hoje está produzindo dados altíssimos e nós estamos esperando produtividade alta também para Carcará, mas este é um número que precisa ser dimensionado, e com a perfuração dos poços nas regiões mais externas do campo (como tem ocorrido agora e ainda tem muito o que fazer, mas de qualquer maneira estes dois poços estão localizados a 5 km, cada um deles, aproximadamente, do descobridor) eles vão dar informações importantes para a caracterização destes volumes.

Então, estes pontos são fundamentais para colocar os volumes lá e saber que tipo de volume a gente vai ter, que tipo de produção que eu estou tendo, que recuperação vai ter.

Outro ponto importante que não foi ainda identificado, que é para ver quais são os limites deste campo, é o contato óleo-água. Nós não identificamos o contato neste último poço, ou seja, aquela coluna de 471 metros está inalterada, ainda que neste poço... ele está um pouco mais no flanco da estrutura. Neste último poço que furou, nós pegamos uma coluna um pouquinho menor, mas a coluna continua inalterada, que é dada, a maior coluna dada pelo poço de Carcará, que ficou com aqueles 471 metros, e não identificamos ainda o contato óleo-água.

Então, seria muito importante que a gente tivesse este contato para ver qual é o limite deste campo. De qualquer maneira, enquanto a gente não tiver o contato óleo-água, não previne que a gente fale a respeito de volume. A gente até gostaria de poder evoluir nisto dentro do consórcio com o resultado destes dois poços (com Carcará Noroeste, que está furando agora e com Carcará Norte, que já furou).

A gente quer evoluir, talvez no ano que vem, para no primeiro semestre do ano que vem já ter em poder estes dados, para que a gente tenha pelo menos um *range* de volume. Isto nós temos que evoluir dentro do consórcio. Mas o contato óleo-água é um ponto fundamental porque ele nos dá os limites externos do campo e ele ainda não foi encontrado. Então, estes volumes provavelmente, quando possíveis de serem ditos dentro do consórcio e depois para vocês, eles deverão estar dentro de um *range* e não obviamente um único volume, até que a gente tenha estes dados de forma conclusiva.

Então, Carcará está indo bem ainda que haja estas notícias, e me permito comentar, aproveitando a sua pergunta, a gente tem tido também ciência delas, do possível desinvestimento da Petrobras e que ele pode, sem dúvida, atrasar um pouco. Mas esses atrasos para projetos desta magnitude são naturais, não é algo que realmente comprometa violentamente. Mas nós também estamos querendo saber quando é que isto viria e provavelmente esta é uma discussão que virá, se não este ano, no ano que vem na medida em que a gente tenha estes números de volume e da capacidade do consórcio, e nós vamos ver se vai ser o mesmo ou não.

O *round* 13 nós estamos sem dúvida olhando, ele veio com algumas novidades, houve um pedido da indústria para que o conteúdo local fosse modificado, sobretudo que o conteúdo local não fosse um fator de *bid*.

A gente entende isto pelas estatísticas dos últimos leilões que o fator de *bid* não tem sido algo tão importante. O que tem prevalecido é sempre o bônus e o *commitment*, e não deixar o conteúdo local solto e simplesmente trazê-lo para o nível que seja adequado e realista em relação à capacidade industrial do país - é o que seria ideal.

Então, este é um contrato que veio sem algumas modificações que eram necessárias, a indústria ainda está discutindo bastante o que tem vindo aí, mas é sempre bom salientar que ter licitação é um ponto fundamental. É um ponto fundamental, sim, que haja licitações, que tenha cronograma, que tenha credibilidade, porque este é o principal fator, é o principal combustível das companhias à sua recomposição de portfólio.

Então, é sempre louvável do governo que haja esta lógica de licitações para que as companhias possam, então, estabelecer um cronograma. Nenhuma companhia, nenhum *new comer* vem somente para uma chuva; é sempre importante que eles consigam dizer "E daí? Eu vim, entrei e o quê que vai acontecer se eu furar um poço seco? Eu posso



manter o meu portfólio, eu consigo fazer ou ter uma expectativa para cá?”, e o Brasil é um país de alta expectativa no setor de petróleo sem dúvida nenhuma, e não só por causa do pré-sal, mas por causa de toda água profunda que continua dando frutos.

Então, é sempre louvável, mas é também necessário que as autoridades brasileiras tenham sempre em mente as condições que estão ocorrendo no mundo, e hoje nós temos preços depreciados de óleo e uma certa dificuldade macroeconômica e isso deveria sempre estar refletido nos editais e nos contratos que estão sendo liberados.

Este é um ponto fundamental, e a gente está vendo isto que está acontecendo no México: devido ao resultado o governo já está mexendo nas condições do próximo *bid*, que vai ser em setembro. É esta a dinâmica da indústria e, sobretudo, uma Companhia brasileira como a nossa, que está se firmando no cenário de óleo e gás no Brasil, precisa ter essa dinâmica. A gente espera que o governo tenha esta visão de que ele tem que estar sempre adaptado para manter a atratividade da indústria aqui do Brasil, que é, sem dúvida, um ponto forte, mas ela precisa estar em linha com a realidade mundial e em linha com a capacidade, no que tange a conteúdo local, à capacidade industrial do Brasil.

Então nós achamos que deverá, sim, ter algum interesse, não vai ser generalizado, mas existem áreas, sim, que deverão despertar interesse das companhias.

**Sr. Felipe:** Obrigado, Lincoln. Só um ponto a mais sobre Carcará que eu fiquei na dúvida. Em qual momento vocês esperam que... durante qual perfuração do plano ou do teste que vocês conseguiriam chegar e ter este contato óleo-água?

Vocês esperavam que isto fosse acontecer já no passado e não aconteceu? Que teoricamente é um sinal positivo, mas qual é a expectativa de vocês, existe a necessidade de colocar mais algum poço para poder tentar ver e delimitar a área ainda mais? Qual é o pensamento de vocês?

**Sr. Lincoln:** Profissionalmente, quando você tem colunas da dimensão que nós estamos encontrando em Carcará, para se furar, sobretudo naqueles altos estruturais onde obviamente tem a maior coluna de óleo, nem sempre a gente consegue alcançar o contato óleo-água. Foi o que aconteceu; precisa furar muito profundo para pegar este contato. Então, nós estamos aos poucos tentando buscar este contato óleo-água ao mesmo tempo em que a gente procura conhecer as variações que estes reservatórios estão tendo ao longo de toda a estrutura.

Então, a gente está indo devagar, quer dizer, estamos tentando fazer duas coisas; furar um pouco mais para o flanco para ver como é que esta rocha está se comportando lateralmente e fomos positivamente surpreendidos com o primeiro poço, que mostrou a característica também muito boa do reservatório, ao mesmo tempo em que na profundidade programada, que até transcendeu a base do reservatório, não aparece este contato.

Então, tem um certo limite também que a gente tenta perfurar de custo-benefício, mas sem dúvida nenhuma um ponto que indubitavelmente a gente encontraria este contato é furar bem nos extremos do flanco. Mas hoje não compensava obviamente fazer isto, colocar poços, poços que têm um custo bem alto para ir buscar pura e simplesmente este contato.

Nós vamos ir tentando fazer isto ao longo e tentando mitigar também as necessidades que a gente tenha de conhecimento deste reservatório, e sempre que possível furar um

pouquinho mais profundo, mesmo que ultrapasse os limites da base do reservatório, tentando ver se a gente tem algum tipo de indicação.

Estas indicações nem sempre são tão físicas, elas podem ser obtidas não pela broca, elas podem ser obtidas também por questão de pressão etc., é o que a gente tem feito. Todos estes poços, eles têm exaustivamente sido amostrados, seja por amostra lateral, seja por tomada de pressão (chamados de pré-teste) que nos ajudam nesta avaliação, e até o momento nada indicou que a gente tenha algum tipo de gradiência relacionado. Isto é bom porque há espaço para aumentar esta coluna total de óleo, mas isto vai ter que ser feito aos poucos.

Então, vamos ver como é que este poço evolui (o que nós estamos furando agora, que é o Carcará Noroeste) e ver se é possível com algum tipo de aprofundamento ou se dentro destes 6.600 metros possa haver algum indicativo desta água. Senão nós vamos ter que continuar perfurando, mas não somente para buscar o contato. Há, sim, esta necessidade, ela é adequada, mas a gente tem de associar isto também ao crescimento do reservatório.

Então, eu não posso dizer que a gente vai ainda este ano obter este negócio. Talvez no ano que vem.

**Sr. Felipe:** Está ok. Perfeito pessoal, obrigado mesmo. Obrigado Lincoln.

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

**Sr. Vicente:** Lincoln, Paula, Renata, boa tarde e muito obrigado pelas informações. Se vocês me permitirem, eu tinha três perguntas.

Começando por Carcará, tem saído na mídia aí que a Petro, no que ela pretende vender o *stake* dela (isto até eles colocaram no plano estratégico deles, eles acabaram tirando dali Carcará) e eu queria saber se isto, de alguma forma, acelera as conversas de uma potencial unitização com o governo federal ou não, ou se vocês têm que acabar de perfurar os poços delimitadores mesmo e se as conversas se iniciariam aí logo em seguida?

Minha segunda pergunta é em relação a se vocês têm receio quanto a esta disputa de participação especial que está acontecendo entre a ANP e a Petrobras; vocês não acham que isto abre um precedente um pouco negativo para o setor e isto acaba diminuindo o apetite da indústria para entrar em novos projetos?

E por último, Lincoln, você falou, eu não tenho certeza se eu ouvi certo; que o TLD de Carcará ainda está previsto para 2017? É isto mesmo? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Vicente, obrigado. Sem dúvida Carcará tem estado aí nas notícias, e entende-se que o que a Petrobras está querendo fazer pela sua dimensão e obviamente pelo estágio em que se encontra pode cumprir muito deste papel que a Petrobras hoje necessita, que é caixa de curto prazo e alívio de CAPEX de longo prazo.

Então, Carcará tem esta vantagem pelo valor que a gente atribui a Carcará também, que a Petrobras e certamente o mercado devem atribuir, pode cumprir esta missão para a Petrobras.

Carcará tem algumas vantagens, a gente espera que ocorra não só porque ajuda a Petrobras, que é a nossa sócia, é uma operadora e ajuda a resolver parcialmente os

problemas que a Petrobras tem, mas também a vinda de uma outra companhia que tenha músculos pode, na verdade, até acelerar um pouco esta previsibilidade da produção do primeiro óleo em Carcará.

Nós aguardamos e entendemos a posição da Petrobras e vemos até com bons olhos a possibilidade de ter uma outra companhia operando. Esperamos até que a Petrobras fique dentro do bloco, não se sabe se ela vai vender todo o *stake* ou parte do *stake*, mas o comentário é que ela pode passar inclusive a operação.

Então, este é um problema que vem a nos ajudar porque Carcará tem uma importância para a nossa Companhia, sem dúvida, Carcará é a forma que a gente vê de estabilizar a nossa produção futura por um bom tempo já que pelo menos vamos ter um FPSO como sempre e uma FPSO provavelmente de 150.000 barris, o que nos daria 15.000 barris por dia a partir do início da produção.

Então, isto estabiliza nossa produção. É importante, sim, para a gente, um óleo de excelente qualidade, poços de excelente produtividade como estamos esperando e com um CAPEX em função disto tudo bastante compatível.

Então, nós olhamos este processo desta forma; ajuda a Petrobras e sem dúvida a vinda de uma grande companhia vai ajudar o projeto como um todo e esperamos que ele seja exitoso.

O segundo ponto seu, que é com relação às conversas com o governo, sim, nós já começamos a conversar através do operador, mas nós também tivemos algumas reuniões juntamente com a Petrobras, já se começou a conversar com a PPSA. Então, tem um *Confidentiality Agreement* assinado com a PPSA para a troca de dados, na verdade, a passagem de todos estes dados para a PPSA onde está a unitização (ou a pré-unitização, na verdade, é o que se chama de Pré-AIP, é um acordo de individualização da produção). Sem dúvida, os poços que nós estamos estudando – devido à localização em que eles estão, bem próxima ao limite do campo que nós procuramos perfurar o mais distante possível do descobridor de forma a acrescentar os dados destas em regiões mais distantes do produtor, mas ainda no mesmo contexto geológico do produtor – eles vão ajudar muito nesta avaliação do que pode estar fora.

E depois, em função da avaliação, haverá a decisão do quê, como e quando fazer uma eventual participação futura nesta área que está externa. Mas o que está acontecendo já é uma antecipação e vem em benefício do consórcio, porque se a gente já tiver algum pré-acordo com a PPSA e com ANP, como é sem dúvida a gestora de todo este processo, vai ajudar seja qual for a definição que o governo venha a tomar com esta área externa, se vai ter uma licitação (que provavelmente ocorre), e isto já terá, então, uma parte técnica suficiente para um *bid* nesta área.

Então, a gente vê com bons olhos e desejamos sucesso à Petrobras. Claro que, ao mesmo tempo, nós também poderemos até vir a ser futuros interessados, a depender das condições que esta negociação ocorra.

Aproveito para falar da última pergunta que você fez, antecipando um pouco, que é a do TLD. Sim, o TLD de Carcará continua previsto para 2017. Está se vendo qual é a melhor forma de fazer, precisa de uma FPSO para recolher este óleo, tem algumas características específicas e já está, sim, em discussão que tipo de equipamento usar, que tipo de árvore de natal usar para isto e estas conversas estão andando. Eu aproveito para lembrar que nós temos até março de 2018 para declarar esta comercialidade, ou seja, nós temos tempo para passar a limpo tudo isto, inclusive a perfuração de

Guanxuma. Então, nós temos um prazo adequado e a área, pelo potencial que tem demonstrado, merece, sim, que a gente repasse esta área porque ela tem uma prospectividade muito alta. Então, a gente tem até 2018 para tomar todas as decisões possíveis e cabíveis, o que não quer dizer que a gente já adiante os planos para uma eventual produção, né, que sem dúvida não vai ocorrer em 2019, mas a gente espera que seja no início da década seguinte.

Bom, o outro ponto que você tocou é o da participação especial. Sem dúvida isto tem sido um assunto muito discutido com a Petrobras, mas ele é um assunto que interfere potencialmente em todas as companhias, e ele está dizendo respeito a um novo conceito sendo introduzido, que é o da unificação.

A unitização é quando você monetiza uma mesma acumulação em dois blocos distintos, ou consórcios distintos, ou com dois regimes fiscais distintos. Isto é a unitização. Ou com dois países distintos. Tem toda uma graduação do quê que é a unitização.

A unificação tem sido algo um pouco diferente, que é a definição de quais são os limites de campo, ou seja, quais são os limites de duas acumulações, ou de duas descobertas, ou de dois reservatórios, o quê que define um campo.

É um ponto importante, sim, e é um ponto com um teor técnico bastante grande porque tem que se definir os limites de cada acumulação, os limites de como funciona a manutenção de pressão de cada uma e eventualmente até os limites temporais do início de produção de cada uma delas, e elas batem sem dúvida na participação especial porque em se tomando como um mesmo campo a produção de um já passa a interferir no início da produção do outro, ou de outra acumulação ou de outro campo, de tal forma que tem um impacto substancial em cada economicidade.

Mas o mais importante de tudo não é só o aspecto fiscal e econômico; o mais importante é a segurança jurídica que nós precisamos, dessas definições, porque a gente toma esta decisão muito antes de perfurar um poço e mesmo depois de perfurar, encontrar na definição do CAPEX e OPEX e na rentabilidade de cada campo.

Então, esta segurança jurídica da definição do que é um campo e como é que eles se interferem. Muitas vezes pode ser, sim, ali na acumulação e às vezes não, existem várias acumulações de campos que são independentes, formando campos independentes, e existem campos que são formados por várias acumulações; uma em cima da outra e etc., e por uma questão de lógica econômica são entendidas como um campo e são exploradas como um campo.

Então, este aspecto é importante, sim, é importante para a indústria, é sem dúvida crucial para a Petrobras devido à magnitude que ela tem, mas ela precisa ser discutida e definida para que não haja nenhum tipo de insegurança jurídica na tomada de decisão econômica que a gente vai fazer ao se entregar um plano de desenvolvimento.

É um ponto que precisa ser discutido abertamente e, sobretudo, porque tem um conteúdo técnico muito forte. Eu espero que isto seja continuamente debatido e que não só as companhias, não só os nossos reguladores tenham uma visão otimista para concluir o mais rápido possível este tipo de definição, porque interfere com toda a descoberta que a gente vai ter.

**Sr. Vicente:** Está certo Lincoln, muito claro. Muito obrigado.

**Operadora:** A próxima pergunta vem do Sr. Luiz Carvalho, HSBC.

**Sr. Luiz:** Boa tarde pessoal. Eu tenho duas perguntas aqui rapidinho. Talvez uma seja mais para o Danilo. Lincoln, se você puder dar um pouco de *update* de Atlanta, como é que está a construção do FPSO, se os equipamentos efetivamente já chegaram?

Eu acho que vocês já tinham feito a encomenda da árvore de natal lá para *one subsea*. Eu queria só um pouco mais de detalhe neste sentido.

E, Lincoln, uma pergunta que a gente tem recebido com bastante frequência de alguns investidores, e eu acho que isso de certa forma é, eu não diria uma preocupação, mas um ponto de atenção é em relação à liquidez da ação, né.

Muitos deles, de certa forma, têm uma certa limitação, vamos dizer assim, de ter uma participação um pouco maior na Companhia e até demonstram interesse, mas em função da liquidez isto fica um pouco mais limitado, e a gente sabe que vocês estão muito próximos do limite lá do *float* de 25%. Existe algum tipo de coisa que vocês estejam tentando endereçar para tentar aumentar a liquidez do papel?

E como consequência, vamos dizer assim, como um *follow-up* em cima da pergunta, hoje a ação efetivamente não reflete, vamos dizer assim, Carcará, o potencial de Carcará, ou o potencial de Atlanta, nem mesmo caixa da companhia. Se a gente for olhar para o valor que de repente a gente chega para Manati estaria muito próximo disto.

Existe alguma discussão hoje no Grupo Queiroz Galvão por um possível fechamento do capital da Companhia em função, vamos dizer assim, deste cenário ou é uma discussão que efetivamente passa ao largo, que não tem nenhum tipo de previsão em relação a isto? Obrigado.

**Sr. Danilo:** Bom dia, Luiz. Em relação a Atlanta, nós estamos naquele período de acompanhamento das fabricações dos equipamentos submarinos, linhas umbilicais, sistema de controle, sistema de bombeio no fundo do mar e principalmente a adaptação do Petrojarl lá em Roterdã.

O desafio é justamente fazer com que tudo chegue na mesma época para que os trabalhos sejam desenvolvidos simultaneamente, que também é algo que nós já temos contratado para fazer estas instalações. A sinalização hoje é que existe, sim, um pequeno atraso, mas dentro do limite, perfeitamente controlável, coisa de dias, e nossa janela de barco é suficiente para absorver isto, e também a nossa previsão de primeiro óleo já contemplava a possibilidade de que ocorresse alguma coisa.

Mas ainda não é oficial, todos os esforços estão sendo feitos para recuperar algum atraso, principalmente no que se refere à entrega de equipamentos para montagem do FPSO, mas está tudo sob controle. Nada fugiu ao controle.

Então, a nossa previsão de primeiro óleo continua o mesmo e, a princípio, tudo ok.

**Sr. Lincoln:** Muito bem. Luiz, esta é uma questão recorrente aqui para nós e existem muitos bancos ou mesmo alguns analistas, como você, que demonstram, na verdade, essa importância pelo menos sobre o aspecto financeiro de um eventual fechamento, cancelamento de ações etc.

Todos nós reconhecemos que este pode ser um movimento, sob o aspecto financeiro, muito interessante mesmo. Você pode ter ganhos, pode subir, pode agregar valor e etc. Mas a Companhia é fundamentada desde o IPO para crescer, eu não vou nem dizer,

vegetativamente; nós estamos crescendo de uma maneira de *fast track* e felizmente a gente tem visto dos controladores uma crença de que esta ação pode recuperar o seu valor na medida em que a gente consiga demonstrar o valor, tanto que Atlanta tem contribuição para esta geração de caixa futura. Não estou falando de longo prazo, nós estamos falando do ano que vem começar a fazer isso e em três anos fazer um *ramp up* desta produção na medida em que Carcará seja incorporado ao valor da nossa ação.

Então, nós, sem dúvida, nos preocupamos um pouco com a liquidez, que é um teto para alguns tipos de investidores que precisam de uma liquidez um pouco maior para não ficar tão dependente de uma flutuação diária maior, a gente entende este aspecto, ele é um aspecto estrutural que nós temos hoje no mercado de capitais e a gente pode pensar isso no futuro.

Mas como que a gente quer aumentar um pouco esta liquidez? Primeiramente tentando agregar valor à nossa ação. Ela depende de fatores externos, do preço do petróleo, do ambiente macroeconômico e de uma série de outras coisas, mas no que depende da Companhia, o que a gente sente é a necessidade de que o mercado, malgrado tudo o que está acontecendo em paralelo, venha reconhecer, e na medida em que a gente tenha a recuperação destes preços provavelmente a gente pode ter outras ações, aí sim, de ordem societária e eventualmente até econômica e financeira para tentar alavancar um pouco mais a ação.

Mas até o momento a gente não vê isto, os controladores entendem esta situação e respeitam até, muitos investidores têm estado conosco desde o início e acreditam que sem dúvida a Companhia tem fundamentos, que a Companhia pode devolver isto dentro dos critérios de risco que fazem parte da nossa atividade e dos *above ground risks* que a gente tem com o preço hoje em dia do óleo, e é nisto que a gente está muito mais imbuído.

A gente sente que não há realmente uma relação entre o preço da ação e os fundamentos da Companhia. Você mesmo destacou: caixa, o valor de Atlanta, o valor futuro de Carcará, né, qualquer descoberta desta magnitude mexe com a ação de várias companhias.

Ou seja, o valor de Companhia, do petróleo está na descoberta. Dividendo está no *cash flow*. Sem dúvida, é isto mesmo. O valor sobe com a descoberta e o dividendo vem com este *delay* natural, que é o início da produção.

Então, nós não estamos vendo nenhum movimento (ainda que isso eu não possa falar demasiado pelos controladores porque esta é uma decisão de cunho do próprio grupo), mas nós não vemos, assim, movimento e nenhuma exacerbação com o que está acontecendo, o que nos dá realmente suporte para que a diretoria consiga tentar implementar estas políticas, algumas de curto prazo, outras um pouco mais longo prazo, recomposição de portfólio, melhoria deste portfólio para fazer essas entregas no médio e longo prazo. Eu estou chamando Atlanta de médio prazo porque é a produção futura aí para 2019.

Então, não tem. O que não quer dizer que não venha a ter algum desses movimentos, mas até o momento a gente acha que a gente pode fazer esta recuperação e temos que transitar, temos que surfar estas dificuldades de momento, sejam econômicas e setoriais de Brasil para que haja esta recuperação.

Nós estamos até um pouco mais preocupados com outros fatores que afetam a indústria como um todo e afetam o mercado financeiro como um todo, que estão ocorrendo aí com as potenciais perdas do grau de investimento do país.

Mas nada impede também que a gente pense um pouquinho mais setorialmente e um pouquinho mais para dentro da nossa Companhia. Mas hoje a meta é estar tentando agregar este valor e com a maior transparência que se permite, vindo falar com vocês e tentando publicar tudo o que aconteceu e que não venha a dificultar nenhum dos nossos processos produtivos aqui, ok e Luiz?

**Sr. Luiz:** Está certo. Tá claro. Obrigado.

**Operadora:** A próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros, Citibank.

**Sr. Pedro:** Bom dia pessoal. Eu tenho na verdade algumas perguntas aqui. Eu vou começar com três que são bastante objetivas e relacionadas ao resultado e ao *outlook* de CAPEX.

A primeira delas – e perdão se você respondeu isto na introdução do *call*, eu não estava presente, se você puder repetir eu agradeceria – você pode me explicar os direcionadores da reversão de provisão de abandono em Camarão Norte, enquanto que a provisão de abandono de Manati subiu com a variação do dólar? Assim, houve de fato alguma mudança no projeto como um todo que justificasse esta reversão de provisão?

A segunda pergunta, também sobre resultado: eu notei que o recebível, o crédito que vocês têm com parceiros, aumentou substancialmente neste trimestre. Ele aumentou em aproximadamente R\$58 milhões, e enquanto vocês definem lá a participação da OGPAr no total deste crédito, existe um crédito bastante relevante para outros parceiros.

Você poderia elaborar um pouquinho da onde que está vindo este crédito e, enfim, quando vocês esperam recuperá-lo?

E a terceira pergunta é mais um *follow-up* rápido sobre as perguntas de CAPEX para 2016. Vocês falaram sobre as atividades, mas a gente deveria esperar algum poço de aquisição de dados em Oliva também em 2016 no seu plano de investimentos?

Depois se vocês permitirem eu gostaria de fazer uma pergunta mais estratégica para Lincoln, por favor. Obrigado.

**Sr. Danilo:** Vamos lá. Provisão de abandono de Camarão Norte foi retirada porque houve um questionamento do consórcio nas premissas utilizadas para abandono. Então, revisou-se o procedimento que foi feito do abandono do poço e chegou-se à conclusão que não precisava fazer as alterações que estavam previstas inicialmente.

Então esta é a razão da retirada ou diminuição deste custo de provisão.

E o de Manati segue com o mesmo valor, mas o provisionamento é feito em real, então, com o dólar subindo este valor sobe.

**Sr. Pedro:** Ok, está perfeito, obrigado.

**Sr. Lincoln:** Pedro, eu vou passar aqui, é bem tranquila esta resposta, eu vou passar aqui para a o Juan para que possa te dar um pouco mais de detalhe a respeito desses recebíveis, ok?

**Sr. Pedro:** Está ótimo.

**Sr. Juan:** Bom, toda a parte de Contas a Pagar e Receber e esse volume grande que a gente teve faz parte do tempo entre a emissão do *cash call* e o pagamento. Ele não caracteriza nenhum *default*, né, nenhum não pagamento; é o tempo normal que os parceiros têm entre a chamada de capital e o efetivo depósito, tá.

A gente teve alguns *cash calls* altos aí, tanto de Atlanta quanto de Carcará que geraram esta provisão do Contas a Pagar e Receber, mas que já foram pagos inclusive, né, então este saldo até já diminuiu.

**Sr. Pedro:** Está ótimo, obrigado.

**Sr. Lincoln:** Pedro, com relação a Oliva, de fato, tinha uma programação de perfuração de um poço em 2016 e etc., mas esta é uma programação que nós tínhamos lá atrás ainda, foi entregue até na agência; este FPSO já deveria ter chegado um pouco antes por outros motivos, de mercado e a própria discussão que a gente queria com alguma competição no mercado por FPSO e etc., isso atrasou um pouco.

Então, a gente provavelmente atrasa um pouco esta perfuração de Oliva que precisa ser feita depois de Atlanta estar produzindo. Oliva é caracteristicamente algo que tem que ser entendido junto com Atlanta, pode ser um satélite, pode ser independente, mas Atlanta tem que estar rodando para a gente furar ali em Oliva. Ele precisa, sim, de um outro poço. O poço que está lá é antigo, foi, aliás, o poço que deu origem à descoberta desta área lá atrás pela Petrobras ainda antes de vender para a Shell e nada mais se fez nesta área, e nós temos interesse de olhar mesmo, até ver que tipo de óleo tem lá.

Mas, como originalmente estava, ele previa furar em 2016 porque a plataforma chegaria no início de 2016, a gente já teria o primeiro óleo em 2016. Isto não vai ocorrer, nós já conversamos com a ANP, vai ocorrer no segundo semestre de 2016.

Então a gente precisa de pelo menos aí uns 6 meses ou um pouco mais, 7 meses, de produção para que a gente, então, faça o *startup* já pensando no futuro definitivo de Atlanta e, aí sim, seria a época ideal para uma perfuração lá em Oliva. Eventualmente até aproveitando a presença de uma sonda, este que seria o ponto mais importante; uma sonda no local que esteja furando.

Eu só vou dar como exemplo; com o terceiro poço lá em Atlanta, poderia eventualmente até furar ali um poço em Oliva aproveitando o deslocamento da sonda, que seria uma otimização de custo muito grande.

Então, vai depender destas condições, não está previsto mais dentro do consórcio a perfuração em 2016 em Oliva, e isso também não causa maiores problemas, não.

**Sr. Pedro:** Tá, está ótimo.

**Sr. Lincoln:** Pode fazer a sua outra pergunta aí.

**Sr. Pedro:** A minha última pergunta, na verdade, ela vai de encontro com algumas perguntas do *call*. Eu queria só entender como é que vocês estão observando hoje a capacidade real do seu balanço para novos investimentos.



Você teria alguma estimativa, um *range* mais objetivo do quanto você estaria disposto a investir hoje em crescer o seu portfólio e se de alguma forma estes investimentos estão contingentes, seja ao resultado de Atlanta ou ao resultado do *appraisal* de Carcará ou mesmo à própria recuperação do preço de óleo?

**Sr. Lincoln:** Sem dúvida. Você citou todas as variáveis aí viu, Pedro. Sem dúvida nenhuma. A gente acha que tem alguma folga, nós temos R\$1,3 bilhões, são US\$350 milhões de investimentos previstos para estes próximos 2 anos, né, e ainda tem a geração de caixa de Manati destes próximos meses e para o ano que vem. Então, ela é importante. E no ano que vem a gente vai ter um recursozinho neste caixa em função da produção de Atlanta.

Atlanta: eu destaco que este sistema antecipado não foi feito para ganhar dinheiro; nós fizemos este sistema com dois ou três poços para conhecer o reservatório da base para que a gente tome a decisão e a melhor decisão customizada para o desenvolvimento do sistema definitivo.

Então, ele vem com tudo isto, todos estes componentes fazem parte, sim, para isso. Agora, algo importante: Nós, sem dúvida nenhuma, vamos ter que voltar a mercado para o sistema definitivo de Atlanta. Então, a condição de mercado vai ser um ponto importante na assunção de novos investimentos neste cenário até 2019 e 20. Sem dúvida.

Mercado financeiro; como é que ele vai reagir ao mercado de dívida? Então, este é um ponto bom. Outro ponto externo é preço de óleo. Sem dúvida. Um preço de óleo ascendente, ainda que a gente tenha um preço de óleo pouco ascendente, mas ascendente, a partir aí de 2017, sem dúvida seria um reforço de caixa também que poderia nos ajudar.

E falando um pouco mais daquilo que é o mote sempre de vocês; é a nossa relação aí geração de caixa e dívida. Nós temos como meta ficar abaixo deste número 3. Este é um número aí que é muito exigido e na adversidade que nós estamos vendo com o mercado hoje a gente até valorizou um pouco mais.

Nós somos uma empresa de exploração de produção que depende, sem dúvida nenhuma, de caixa e depende de investimentos futuros, depende de mercado. A gente acredita nisto, e vai ser sempre assim para um desenvolvimento. Mas nós percebemos um pouco mais qual o valor de se ter, na verdade, uma liquidez de caixa para estar investindo com 2 anos. A gente quer manter um pouco isto.

Então, olhando assim pode parecer que a gente não vai ter muita oportunidade, não, mas a gente tem. A própria postergação que a gente já está contando com Carcará deu mais elasticidade ao nosso caixa e ao nosso fluxo de caixa porque nós tínhamos Carcará que ia competir também por caixa junto com Atlanta.

Com essa definição da própria Petrobras desta postergação, que a gente não sabe quanto tempo é, mas já não é 2018 ou 19, onde a gente estava contando com um grande investimento, nos deu um pouquinho mais de elasticidade para o nosso caixa e que, sim, pode permitir que a gente venha obviamente a participar de um *bid* e venha eventualmente a participar de uma oportunidade de desinvestimento que possa ocorrer no mercado, ou que esteja ocorrendo no mercado, como é o caso da Petrobras.

Mas, sem dúvida, para nós sempre vai preponderar esta relação da geração de caixa versus a dívida líquida, que hoje está bem, hoje nós estamos até extremamente

confortáveis. Mas pensando nestes próximos dois anos ela *range* aí entre 2,5, essa relação vai ficar em torno de 2,5 nestes próximos dois a três anos. Ou seja, ainda tem um investimento que a gente pode fazer, mas sempre acreditamos em duas coisas: haverá uma certa recuperação deste preço de óleo e haverá condições de mercado favoráveis para o mercado de dívida no final desta década.

**Sr. Pedro:** Mas, Lincoln, assim, só para entender um pouquinho mais de como é que vocês pensam sobre isto, diante das condições do seu balanço, que estão confortáveis hoje. Parece que não, mas existe um conforto claro de caixa, e o fato de que vocês potencialmente vão ter oportunidade muito antes de de fato ter a performance do Atlanta já totalmente definida no sistema antecipado e até talvez uma visibilidade melhor do preço do óleo, você não tem nenhuma cheiro de qual seria o *ticket* de potencial que você poderia trabalhar, por exemplo, para um *bid round* ou uma eventual venda de ativos da Petrobras, algo do gênero?

**Sr. Lincoln:** É, eu não tenho o valor deste *ticket*, sabe, porque ele vai depender deste balanço. Se for algo exploratório, por exemplo, veja, o valor do *ticket* que eu queria, se eu fixar o *ticket* como exploratório, ele pode ser num grande projeto, se eu fixar esse *ticket* para um desenvolvimento ele não pode ser um grande projeto porque eu vou necessitar de caixa de curto prazo. Então, vai depender de que oportunidade venha para nós.

Uma descoberta, por exemplo, que ainda esteja na fase de desenvolvimento (e aparentemente isto pode vir a ter) vai exigir de nós provavelmente um valor menor do que um campo que eventualmente esteja em desenvolvimento.

Por exemplo, nós temos direito de preferência em Carcará, e a depender de que tipo de negócio seja feito pela Petrobras, um *ticket* em Carcará, sem dúvida nenhuma, não pode ser da mesma magnitude porque ele vai implicar num CAPEX futuro de médio prazo igual numa área que ainda vai estar em exploração ou ainda numa área que tenha uma descoberta, mas em menor porte (que a Petrobras tem também).

Então, para o mesmo *ticket* o que deve variar é a nossa participação. Mas como é que ele vai ser? É difícil eu fixar agora para você quanto é que eu tenho de disponibilidade. Você pode fazer uma conta sabendo qual é o nosso investimento para o próximo ano, né. O próximo ano e este ano vai dar em torno de US\$350 milhões (isto é o previsto) mais uma geração de caixa nos próximos dois anos, hoje a geração mesmo de caixa é R\$600 milhões aproximadamente, ou seja, vai dar um caixa líquido menor que isto. Tira por aí.

**Sr. Pedro:** Então...

**Sr. Lincoln:** Poderá ser um caixa em torno de R\$500 milhões, certo, isto pode ser o que a gente pode vir a ter, mas, sem dúvida nenhuma, tudo vai depender do que acontecer ainda este ano porque tem licitação, tem Petrobras. Eu não sei exatamente qual vai ser a nossa sobra de caixa vis-à-vis estes indicadores econométricos que eu te falei. Nós não queremos sair muito do *range* entre geração de caixa e dívida líquida.

**Sr. Pedro:** Tá. E, assim, só para completar este racional, eu acho que foi muito bom a forma como você exemplificou, você teria uma visão, eu não sei se seria para você ou para o Juan, de qual seria o seu caixa mínimo assumindo, enfim, até a ponta de segurança, deveria assumir um caixa mínimo *ex ante* o desenvolvimento do sistema antecipado de Atlanta? Você tem alguma visão deste caixa mínimo?

**Sr. Lincoln:** Eu vou até deixar o Juan aqui falar um pouco, porque depois nós vamos cobrar dele mesmo, né, e a Paula também vai ser cobrada, ela deve até estar nos ouvindo, mas eu vou deixa-lo falar. Mas a gente tem, sim, essa expectativa, que é uma coisa que nós discutimos muito aqui corporativamente, tá.

**Sr. Juan:** Olá, boa tarde. Bom, a gente sempre olha um ano firme, de um a dois anos, tá, e a gente sempre tenta ter o conforto de ter no nosso caixa estes investimentos firmes, tá, de um a dois anos, e a gente vem trabalhando para isto, seja para geração dos nossos projetos, seja por dívida (ou possível no futuro, né) ou acessar o mercado de *equities* novamente.

**Sr. Pedro:** Está ótimo. Eu tenho uma última provocação, Lincoln, para você. Pouco se fala disto, mas diante de um programa mais amplo de desinvestimentos da Petrobras e do fato de você terem recentemente finalizado a assinatura do contrato do *take or pay* do Manati, você enxerga algum movimento da Companhia e como é que você encararia a Companhia ter interesse (a Petrobras no caso, né) em vender o *stake* dela no Manati?

**Sr. Lincoln:** Bom, eu diria que a Petrobras opera Manati ali com uma consistência bastante grande, tem vantagens, eu não posso deixar de ter vantagens; a Petrobras pega este gás, retira este gás dali, leva pela refinaria e etc.. Mas, sem dúvida, nós como os maiores *stakeholders* de Manati, se isso vier a mercado por algum motivo e mesmo entendendo a importância que Manati tem para a Petrobras e tem para o mercado de gás no nordeste, né (porque a Petrobras usa muito desta produção lá, que nós vendemos para ela, na verdade), nós vamos considerar. Nós vamos considerar esta possibilidade.

Uma coisa eu acho: Nós teríamos condição sem dúvida com algumas adaptações da Companhia, que não é voltada para uma operação de campo daquele tamanho, mas vai ser um dia, de assumir uma operação desta magnitude. Poderíamos, sim, vai depender das condições em que isto venha a ser oferecido ao mercado e da manutenção de alguns princípios, por exemplo, manutenção do contrato e de suas especificidades que tem em relação à exportação de gás ali. Tem muito gás que sai direto da refinaria da Petrobras e etc.

Mas em linhas gerais, eu te diria o seguinte: Sim, a gente consideraria essa possibilidade de uma eventual operação. Não sei se compra.

**Sr. Pedro:** Está ótimo. Muito obrigado pelas respostas, Lincoln, Danilo, Juan. Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Um abraço para você.

**Operadora:** Lembrando que 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:** Bom, eu gostaria de agradecer mais uma vez a presença de vocês, as perguntas foram muito incitantes aqui para nós.

Obviamente nós estamos num momento bastante delicado, mas de muitas oportunidades também no mercado brasileiro e eu espero que a gente venha novamente para vocês com transparência mostrando o que está acontecendo, que a Companhia continua assim, sobretudo, de uma forma muito diligente. Não somos avessos a risco, poços secos fazem

parte da nossa atividade, variações de preço de petróleo fazem parte da nossa atividade, mas é sempre bom lembrar que os nossos investimentos têm um caráter de longo prazo.

Alguns desdobramentos são mais de curto prazo, mas sempre tem este caráter de longo prazo, maturação um pouco mais lenta e que, felizmente, permite que a gente passe por estes momentos de turbulência absorvendo algumas dessas dificuldades e vicissitudes, sobretudo no mercado financeiro, mas sempre renovando a crença de que o Brasil oferece muitas oportunidades, nossas companhias oferecem muitas oportunidades e nós acreditamos piamente no nosso crescimento, na nossa estabilização de produção, e conseqüentemente na estabilização de nossas receitas e neste *span* de tempo devolver para vocês, de maneira significativa, a crença e o investimento que vocês fizeram na Companhia.

Mais uma vez eu agradeço a todos vocês e renovo que nosso departamento de Relações com Investidores e nosso site (renovado agora, muito bonito e com bastante novidade) está à disposição de todos vocês para outros detalhes desses resultados e dos trabalhos que nós temos desenvolvido na Companhia. Boa tarde a todos e até a próxima.

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