

**Operadora:** Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao segundo trimestre de 2013. 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. Sergio Michelucci, Diretor de Exploração e o Sr. Paulo Rocha, Gerente de Reservatório.

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 Rumeno Guardado:** Bom dia a todos e obrigado por participarem da nossa teleconferência de resultados. Junto comigo para discutir os nossos destaques operacionais e financeiros do segundo trimestre de 2013 estão: Paula Costa Côrte-Real, nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Sérgio Michelucci, Diretor de Exploração e Paulo Rocha, Gerente de Reservatório da QGEP.

Faremos um breve resumo de nossos resultados do segundo trimestre e primeiro semestre de 2013 e em seguida abriremos o *call* para perguntas.

Passando para o slide 3, podemos verificar que avançamos em todas as nossas atividades através da continuidade de uma estratégia balanceada. Em relação às atividades de produção, tivemos sucesso em alcançar uma média diária de 5 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural no Campo de Manati, já considerando o impacto da manutenção programada que parou a estação de tratamento por 20 dias no mês de abril. Mesmo impactado pelo menor volume de produção e pelos custos associados a esta manutenção, conseguimos registrar um trimestre rentável e um fluxo de caixa operacional positivo.

Passando para o nosso Campo em desenvolvimento, estamos dentro do cronograma para iniciar a perfuração do primeiro poço horizontal do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta no final deste trimestre. Planejamos ter as especificações finais do FPSO para a licitação até o final de setembro e esperamos o primeiro óleo deste campo já em 2015.

Em relação às atividades de exploração do segundo trimestre, continuamos a administrar de forma eficaz o nosso portfólio de ativos. No mês passado, retomamos a perfuração no Bloco BM-J-2 onde a QGEP é o operador com 100% de participação. Esperamos alcançar uma profundidade final de aproximadamente 4.700 metros até o final do terceiro trimestre.

Com relação à importante descoberta de Carcará, no pré-sal do Bloco BM-S-8, o Consórcio planeja perfurar um poço de extensão no quarto trimestre de 2013, que será seguido de um teste de formação a poço revestido.

A QGEP continua a seguir uma estratégia balanceada de crescimento sustentável e rentável que envolve uma diversificação de parcerias e incremento das atividades como operador. Da mesma forma, continuamos com as atividades de produção, desenvolvimento e exploração e uma política de investimentos focada na gestão de riscos financeiros e geológicos.

Foi com base nesta estratégia que nos preparamos para a rodada da ANP em maio deste ano. Expandimos e diversificamos substancialmente o nosso portfólio exploratório, ao adquirir 8 blocos localizados em águas profundas na décima primeira rodada de licitações da ANP em maio, os quais serão melhor detalhados no próximo *slide*.

A décima primeira rodada de licitações da ANP foi o primeiro leilão de áreas *offshore* desde dezembro de 2008 e nos deu a oportunidade de ampliar e diversificar expressivamente o tamanho e escopo de nosso portfólio exploratório.

Como vocês podem ver, nós adquirimos participações em 8 blocos distribuídos em 5 bacias diferentes. Embora estas bacias representem áreas de fronteira exploratória, portanto, com alto risco e alto prêmio nestes casos, acreditamos que estes blocos permitem que a Companhia se beneficie de uma ampla variedade de descobertas potenciais e que esta diversidade de bacias ajudará a mitigar os riscos inerentes às atividades exploratórias.

Estes importantes blocos possuem diferentes características geológicas, sendo que alguns são comparáveis às regiões produtoras da África Ocidental e da Guiana. Em linha com a nossa estratégia de manter o equilíbrio entre operação e parceria, seremos o operador de 5 dos 8 blocos e a nossa participação varia de 20% a 50%.

A QGEP irá desembolsar um total de R\$95 milhões em bônus de assinatura referentes à rodada. Também é importante destacar que a QGEP expandiu as suas parcerias nesta rodada através de associações com grandes companhias petrolíferas internacionais – como a francesa Total, a norueguesa Statoil e a inglesa Premier Oil – e também com importantes companhias regionais, tais como a Pacific Rubiales e a Petra Energia. Isso traz um equilíbrio importante para a QGEP e nos dá oportunidade de trabalhar junto com companhias que deverão se tornar mais ativas e partícipes no mercado brasileiro de óleo e gás.

Estamos planejando a estratégia de aquisição dos dados sísmicos 3D para a continuidade da avaliação dos blocos adquiridos. O custo líquido estimado para a QGEP é de US\$30 a US\$40 milhões para os próximos 2 anos. A Companhia e seus parceiros se comprometeram a perfurar pelo menos 4 poços exploratórios nestes blocos a partir de 2017, que terão um custo líquido de aproximadamente US\$200 milhões para a QGEP.

No *slide* 5 incluímos os destaques do relatório da Gaffney, Cline & Associates sobre o Campo de Manati referente a 31 de dezembro de 2012. O relatório cita reservas remanescentes 1P de 16,7 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, assim como reservas 2P e 3P de 17,9 e de 21,1 bilhões de m<sup>3</sup>, respectivamente. Estes números estão em linha com os valores divulgados nos nossos relatórios passados, descontando a produção de gás no ano de 2012. Este relatório confirma a nossa visão de que Manati é um ativo estável e de alta qualidade.

Em 2014 estimamos uma produção de 5 a 5,5 milhões de m<sup>3</sup> por dia no Campo de Manati e neste mesmo ano será iniciada a construção de uma estação de compressão, que ficará localizada a aproximadamente a 20 quilômetros da plataforma de Manati, em terra.

Aproveitamos para esclarecer que a construção desta estação de compressão não interromperá significativamente a produção, dado que todos os testes nesta estação serão feitos *off-line* e a parada de no máximo 10 dias será feita simplesmente para a interligação desta estação ao nosso *pipeline*.

Com a estação, a produção do Campo retornará para aproximadamente 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2015 com um aumento nos custos de produção. No entanto, esperamos que o impacto na margem EBITDA seja limitado. As estimativas de CAPEX e OPEX para a estação de compressão serão divulgadas após o processo de licitação atualmente em curso.

Agora passarei a palavra nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Paula Costa Côte-Real, para apresentar o nosso desempenho financeiro do segundo trimestre e primeiro semestre de 2013. Paula, pode prosseguir, por favor.

**Sra. Paula Costa Corte Real:** Obrigada Lincoln. No *slide* 7 temos um resumo dos resultados financeiros do segundo trimestre e primeiro semestre de 2013 comparado com os mesmos períodos de 2012. Grande parte das comparações anuais não é aplicável, pois como vocês devem recordar, no segundo trimestre do ano passado incorremos em custos extraordinários de R\$157 milhões devido a atividades exploratórios no Bloco BM-S-12 e a devolução de Jequitibá para a ANP.

Como vocês podem ver, a QGEP teve um desempenho financeiro sólido no segundo trimestre e no primeiro semestre de 2013. Mesmo com a parada programada no Campo de Manati, conseguimos atingir um EBITDAX de R\$42 milhões no trimestre, o que representa uma margem de 42%.

Também reportamos lucro líquido de R\$30 milhões no segundo trimestre de 2013. No primeiro semestre de 2013 tivemos um EBITDAX de R\$120 milhões, com uma margem de 52%. O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$161 milhões no primeiro semestre de 2013 e no dia 30 de junho a QGEP tinha uma posição líquida de caixa de mais de R\$1 bilhão, o que representa um acréscimo em relação aos aproximadamente R\$950 milhões no final de 2012. Esta posição financeira confortável nos fornece recursos necessários para financiar as nossas atividades exploratórias e de desenvolvimento de curto e médio prazo.

No *slide* 8, temos mais detalhes da produção de gás do Campo de Manati e os resultados financeiros correspondentes. A produção média diária atingiu 5 milhões de m<sup>3</sup> no segundo trimestre, um volume menor quando comparado ao mesmo período do ano passado devido à parada para a manutenção em abril. Como resultado, tivemos uma

redução da receita líquida neste período. Entretanto, para primeiro semestre de 2013, a receita líquida aumentou 6% quando comparada ao mesmo período de 2012, devido ao reajuste no preço do gás natural, já que os níveis de produção foram similares e movidos pela forte demanda das termelétricas no Brasil.

No quarto trimestre faremos uma pintura da plataforma, o que não irá impactar a produção do Campo, mas acarretará custos adicionais de R\$20 milhões líquidos para a QGEP. Como resultado, mantemos a estimativa de produção média de 5,5 a 6 milhões de m<sup>3</sup> para 2013.

Passando para o *slide 9*, temos o detalhamento dos custos da Companhia no segundo trimestre e primeiro semestre de 2013. Os custos operacionais foram de R\$56 milhões no trimestre, um aumento em relação ao mesmo período de 2012, principalmente em função dos R\$15 milhões de custo de manutenção de Manati incorridos neste trimestre.

Neste período, os gastos exploratórios substancialmente relacionados à aquisição de dados sísmicos foram menores do que os verificados no segundo trimestre de 2012 devido aos custos extraordinários incorridos no ano passado como mencionados no *slide 7*.

As despesas gerais e administrativas tiveram uma queda acentuada no segundo trimestre deste ano quando comparada ao mesmo período de 2012, devido a gastos extraordinários que impactaram o segundo trimestre do ano anterior. Para o ano, esperamos que os G&A se mantenha em linha com o ano passado, tendo sido as despesas não recorrentes realizadas no ano de 2012 compensadas com o aumento no escopo e, portanto, no quadro de funcionários da QGEP em 2013.

No *slide 10* temos o nosso CAPEX previsto para 2013 de US\$190 milhões referentes aos Blocos BS-4, BM-J-2, BM-S-8, bem como aqueles adquiridos na décima primeira rodada da ANP. Para 2014, a Companhia estima que o CAPEX aumente para aproximadamente US\$310 milhões, sendo que a exploração irá consumir grande parte do orçamento, dado que iremos intensificar nossas atividades no Blocos BM-S-8 e em Piapara.

Em função da licitação em andamento não estamos incluindo os valores relacionados à estação de compressão do Campo de Manati nos números apresentados.

Antes de iniciarmos a sessão de perguntas e respostas, eu gostaria de retornar o *call* para o Lincoln discutir os principais eventos futuros da companhia. Lincoln, por favor.

**Sr. Lincoln:** Obrigado Paula. No *slide 12*, temos uma atualização de nossas atividades exploratórias. Como vocês podem ver, estamos progredindo com as atividades relacionadas ao nosso portfólio de ativos.

No início de julho retomamos a perfuração do Bloco BM-J-2 com a sonda *jack up* P-VI que contratamos da Petrobras em abril. No momento, estamos perfurando para testar o prospecto Alto de Canavieiras na seção pré-sal, e esperamos atingir a profundidade final de 4.700 metros até o final deste trimestre. Este ativo exploratório está localizado em uma bacia emergente e manteremos o mercado atualizado sobre o andamento desta perfuração.

No Bloco BM-S-8, onde está localizada a nossa importante descoberta de Carcará, o Consórcio espera iniciar a perfuração de um poço de extensão no quarto trimestre de 2013, que será seguido por um teste de formação a poço revestido no ano que vem,

portanto, em 2014. Também está programado um teste de longa duração para este poço em 2015.

Em 2014 está prevista a perfuração de um poço no prospecto Guanxuma, no Bloco BM-S-8, bem como um potencial terceiro poço no bloco, que é contingente os resultados dos estudos que estão sendo realizados no momento. De acordo com o cronograma de desenvolvimento, o primeiro óleo do Bloco é esperado para o final de 2018.

No BS-4 estamos trabalhando na interpretação dos novos dados sísmicos que foram adquiridos de forma a melhorar o imageamento dos objetivos pré-sal e pós-sal nessa área. Quando os estudos forem finalizados, definiremos os próximos passos relacionados às atividades de perfuração em Piapara.

O *slide* 13 ilustra as nossas perspectivas de crescimento no curto e médio prazos com vista à implementação da nossa estratégia. Esta estratégia está ancorada na futura entrada em produção do Campo de Atlanta e na descoberta de Carcará a partir de 2015, o que deverá garantir uma geração de caixa consistente que irá suportar a implementação de um novo ciclo exploratório advindo dos blocos adquiridos na décima primeira rodada e eventuais novos blocos.

Permanecemos com uma abordagem de disciplina financeira em relação à exploração e dos demais gastos da companhia e também estamos nos habilitando para futuras estruturas para fazer frente aos nossos desafios.

Os próximos passos estão baseados em nosso portfólio atual de ativos e planejamos manter o mercado atualizado sobre os nossos progressos. Com isso eu gostaria de abrir *call* para perguntas. Operadora, por favor, pode prosseguir.

### **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 2.

Nossa primeira pergunta vem da Sra. Paula Kovarsky, Itaú BBA.

**Sra. Paula Kovarsky:** Bom dia a todos. Eu queria entender melhor o impacto desta parada para a construção da estação de compressão em Manati no ano que vem. Se de fato vai parar 10 dias por que esta redução de *guidance*? Quer dizer, porque caiu de 6 para 5,5 se é uma parada que não é muito longa? Enfim, o porquê disso? O retorno do Campo pode ter um *ramp up* lento? O que é que vocês estão esperando para ter uma visão, assim, mais conservadora?

E falando de Manati ainda, como é que está a questão da assinatura do contrato até 2016 e depois?

**Sr. Lincoln:** Pois não, Paula. Obrigado novamente por estar conosco mais uma vez. Paula, é o seguinte, nós obviamente sabemos da previsão que tinha da entrada desta produção. O motivo desta diferença do *guidance* não é substancialmente devido a esta potencial parada de 10 dias que nós falamos.

Ela é uma parada que pode ocorrer até em 10 dias que é simplesmente para fazer a interligação da estação de compressão com o duto. Ou seja, todos os testes vão ser feitos *off-line* depois da construção e vai parar um tempo, em até 10 dias. Nós estamos dando este “até” de uma maneira até conservadora para que a gente não tenha nenhuma surpresa, mas é simplesmente para fazer a interligação e voltar a produzir. O *ramp up* não é longo não. Não tem *ramp up* longo para este caso.

A diferença do *guidance* é motivada por mais de um motivo. Obviamente nós tivemos um atraso, tivemos um atraso no processo como um todo de decisão e implantação desta estação, motivado pela discussão interna no próprio Consórcio de alguns aspectos de OPEX e CAPEX, nós estamos dirigindo toda a licitação para ser OPEX, mas a gente não sabe, tanto que estamos evitando maiores comentários a respeito de custos para esta estação, mas houve um pequeno atraso nesta discussão e na conceituação da planta, interna ao Consórcio.

E depois, decorrente, quando fomos para a rua, mais 2 coisas ocorreram, pequenas, até mensuráveis, mas acabaram prejudicando um pouco: a aquisição do terreno, que tem que estar numa posição bem adequada e não foi trivial de se fazer, já que são áreas devolutas, tem todo um processo para se concluir essa aquisição e foi finalmente feita para que nós pudéssemos lançar a licitação; e também durante este processo da licitação houveram vários questionamentos, perguntas, esclarecimentos dos potenciais interessados.

Então, somando estas coisas, nós tivemos um certo atraso. Esta licitação está muito adiantada e brevemente a gente já deve ter a abertura das propostas. Brevemente.

Então, agora, nós estamos retomando o passo para esta estação de compressão, mas ainda ligado à sua pergunta deste diferente *guidance*, a estação é necessária simplesmente (ela não mexe com o reservatório) para jogar o gás lá na estação de tratamento. Este pequeno atraso na implantação associado a um aumento não significativo, mas aumentou um pouquinho a nossa produção média diária devido a esses problemas todos que ocorreram com as térmicas, com este *shortage* em relação às chuvas, né, nos levou a produzir um pouco além.

Então, o reservatório perdeu um pouco mais da sua energia e este pequeno atraso que ocorreu na implantação da estação levou a esta diferença de *guidance* para a produção futura, que vai ficar entre 5 e 5,5 que nós falamos.

Então, foi uma conjunção de fatores. Mas eu quero salientar que não é a construção em si que levou a esta modificação e nem a sua interligação que vai durar, no máximo, 10 dias.

Muito bem, agora voltando a sua pergunta do contrato, do aditivo, então, uma vez a licitação declarada o vencedor e o quê que ela vai incorporar de CAPEX e OPEX, aí nós vamos voltar a discutir o contrato já incorporando todos estes novos elementos que vão estar aí. Não deve ter mudanças substanciais neste contrato, mas vai se incorporar tudo o que advém desta compressão agora. Então, nós não estamos vendo problema nenhum em depois assinar este aditivo.

Na verdade, esta decisão da compressão foi um impeditivo na assinatura daquele contrato, que tinha coisas a resolver. Agora, como isso andou, deslanchou, a gente não crê que haja empecilhos maiores para a gente assinar o aditivo de contrato com a Petrobras.



**Sra. Paula:** Este número, este ponto que você tocou aí do reservatório ter perdido um pouco de energia, isto significa uma produção relativamente mais baixa para os anos seguintes também ou é alguma coisa que, na medida em que você produz um pouco menos no ano de 2014, dali para frente tudo volta ao normal?

**Sr. Lincoln:** Não, a perda de energia do reservatório ela é inexorável e normal. A estação de compressão veio exatamente para manter a média que nós estávamos preconizando lá na estação. Então, isto é natural. Obviamente o reservatório depleta de maneira natural e aí nós estamos até muito contentes porque tem uma depleção pequena este reservatório, um nível pequeno de decaimento. Mas ele é natural. Daí a necessidade da estação de compressão. Mas no reservatório está tudo dentro dos conformes.

**Sra. Paula:** Mas para 2015 o *guidance* é 5 - 5,5 ou é 6?

**Sr. Lincoln:** Volta para 6.

**Sra. Paula:** Tá bom.

**Sr. Lincoln:** Volta para 6 porque aí a gente já está jogando o gás de maneira normal ajudado pela estação de compressão. O reservatório vai estar respondendo como previsto.

**Sra. Paula:** Está ótimo. Obrigada. Só uma pergunta rápida sobre BS-4. Como que está a evolução da discussão sobre fazer um esquema de Produção Antecipada e depois um definitivo ou já partir para um definitivo? Tem alguma novidade neste assunto?

**Sr. Lincoln:** Nós contratamos uma grande empresa internacional, Genesis, que faz estudos para *top side* e a pré-engenharia deste modelo e nós só estamos aguardando, então, que eles nos entreguem para lançar este *bid*, e nós não definimos ainda se nós vamos fazer um *bid* para um Sistema Antecipado e um outro para um definitivo. É uma coisa que ainda está em discussão.

O fato é o seguinte: não vai perder nada o nosso cronograma. Seja o antecipado com o menor ou o maior, a gente vai continuar. Tudo leva um pouco mais para o lado de um sistema menor para gente fazer um antecipado. Está mais ligado provavelmente nesta sinalização.

**Sra. Paula:** Mas já tem alguma sinalização? Bom, enfim, isto foi uma coisa que vem dos estudos, mas ainda não tem o resultado do poço horizontal, certo?

**Sr. Lincoln:** Não, o poço horizontal começa em setembro e a nossa previsão é durante o mês de setembro, já que a sonda está com a Perenco, eles estão furando um poço. Assim que este poço terminar - e obviamente tem todas as vicissitudes, características de uma atividade de exploração - a gente crê que em setembro mesmo a gente já começa a perfurar o nosso poço e fazer o teste de formação lá.

Sem dúvida este é um passo importante saber quanto é que o poço vai produzir, como é que foi o êxito da completação e da própria produção numa eventual mudança ou não da estratégia. Por isso que eu digo, hoje a coisa mais conservadora é que a gente fure esse poço e lance esta licitação para um FPSO menor. Mas eu não posso dizer que esteja 100% desta forma. Então, estamos aguardando este estudo que virá da Genesis.

Brevemente deveremos ter porque queremos lançar a licitação este ano, para que não tenha nenhum entrave no nosso primeiro óleo lá em 2015.

**Sra. Paula:** Está ótimo. Obrigada, Lincoln.

**Sr. Lincoln:** De nada.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. Frank McGann, Bank of America Merrill Lynch.

**Sr. Frank McGann:** *Hi, good afternoon. I was wondering if I could just follow up first on Paula's question. In terms of the longer term outlook for the field, you did mention in the release that you can get back to 6 million m<sup>3</sup> a day potentially in 2015. I was just wondering how we should think about future or gradual declines in production post 2015. Can you maintain with the compression plants with 6 million m<sup>3</sup> for several years or should we think as that as a peak that will then begin to decline fairly quickly as the field extends closer towards the end of its life?*

*And then secondly there was a slight decrease in Manati proved reserves (the 1P reserves) between 2011 year-end and 2012 or is it just a little bit more than the production, about 1.4 billion m<sup>3</sup> versus 1 billion or so of production?*

*I was wondering if with that decline, which seems to be more than captured in 2P and 3P reserves, but I was wondering was that because of lower confidence at this stage in terms of the total recovery potential in the field?*

**Sr. Lincoln:** *Thank you Frank. Sorry for this small delay. I'll answer you in Portuguese and I hope that the translation will capture what I'm saying.*

O que acontece é que a gente mantém a produção de 6 milhões como *target* médio por dia por pelo menos mais 2 anos e meio, ou seja, 15, 16, e meio de 17 para 18 a gente vai manter a mesma produção média em torno dos 6 milhões.

A partir de 2018 a gente começa a ter o declínio natural deste campo. Então, o que eu posso dizer para você é que as nossas perspectivas com os dados que nós temos hoje, com as quedas de pressões observadas no reservatório, (porque a gente faz isso de forma regular, anualmente, mas acompanha muito mais de perto) a nossa perspectiva continua aquela mesma. Então, por mais 2 anos e meio a partir de 2015 pelo menos a gente está esperando os 6 milhões e em seguida aquele outro declínio natural.

Obviamente nós não estamos colocando nada ainda a respeito de Camarão Norte, que poderia vir a ser no futuro (ainda é muito cedo), mas poderia vir a ser no futuro alguma coisa que poderia nos ajudar numa manutenção um pouco maior deste *plateau*, mas hoje em dia é o que se tem; mais 2 anos e meio mínimo de produção de 6 milhões de m<sup>3</sup> médio por dia.

Para a sua segunda pergunta e para que a gente tenha uma resposta tecnicamente mais adequada, eu vou passar para o Paulo Rocha que, então, vai discutir um pouquinho com você essa diferença que você, muito propriamente, observou em relação ao produzido e à variação no volume 1P. Por favor, Paulo.

**Sr. Paulo Rocha:** Obrigado Lincoln. A reserva 1P de Manati veio um pouquinho mais baixa do que a produção, do que a diferença de produção. Nós estamos falando algo um



pouco na ordem de 5%. Isto daí é dentro da margem de erro no cálculo de reservas. Na medida em que você vai produzindo e vai adquirindo dados do campo você vai ajustando as suas previsões. Então, uma pequena margem, um pouco mais, um pouco menos do que o número que aparece no relatório é comum acontecer. Então, estes dados vieram de novos registros de pressão que nós tomamos observando o comportamento do reservatório.

Então, dentro do dado, para a gente do corpo técnico, ele está dentro da margem de erro do cálculo de reserva. Isto justifica tanto a 1P como a 2P.

**Sr. Frank:** *Okay, great. If I can follow up with just one quick question. In terms of the decline rate post 2018 do you have any estimate of what kind of range you might think would be normal for a field with characteristics that this one has?*

**Sr. Lincoln:** *Could you repeat the question, please? We lost something here.*

Você poderia repetir a pergunta? É que nós perdemos um pouco do que você falou.

**Sr. Frank:** *I'm sorry, yes. Just in terms of the decline rate post 2018 I was just wondering if you had an estimate of a range of what you would consider a normal decline rate for a field with the characteristics of Manati.*

**Sr. Lincoln:** O declínio que está sendo preconizado, que está sendo estudado aí e que nós temos os dados, é em torno de 10% ao ano. Esta, então, é a taxa de declínio que está associada à produção de Manati. 10%.

**Sr. Frank:** *Thank you very much.*

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. Caio Carvalho, J.P. Morgan.

**Sr. Caio Carvalho:** Bom dia Lincoln, bom dia Paula. Eu queria fazer na verdade dois *follow-ups* rápidos com relação a estas duas últimas perguntas. Começando com Manati, olhando agora um pouco mais para o curto prazo, como é que está a produção de Manati hoje? Como é que você vê esta produção performando aí nos próximos 2 trimestres até o final deste ano?

E esta queda que você comentou, né, este novo *guidance* para 2014 de 5 a 5,5, como é que vai se distribuir ao longo do ano? Onde que a gente vai ver? Porque supostamente a gente vai entrar o ano com a produção próxima de 6 e em algum momento ela deve declinar um pouco. Se você puder comentar com a gente esta dinâmica dentro de 2014, de produção, eu agradeceria.

E o segundo *follow-up* é em relação a Atlanta. Você espera, se as coisas acontecerem, eu sei que tem incerteza relacionada à disponibilidade da sonda, mas supondo que esta produção comece, que o seu *timing* seja mantido e você consiga começar a perfuração do poço horizontal em setembro, me fala um pouquinho o *timing* de perfuração do poço e, de novo, assumindo que vai acontecer mesmo, que o prazo vai ser mantido em função da disponibilidade da sonda, qual é o *timing* de perfuração deste poço e de resultado do teste de formação?

E uma última pergunta se vocês me permitirem também, é a respeito de relatório de certificação de recursos. Não só estes da última rodada, como alguns ativos que vocês

tem, principalmente Piapara, se a gente pode esperar algum relatório de certificação antes da perfuração do poço? São estas as minhas perguntas.

**Sr. Lincoln:** Bom, Caio, obrigado pela presença. Com relação à primeira pergunta, para Manati, hoje nós estamos produzindo acima de 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia e a gente acredita que deve continuar assim pelos fatores externos como todos nós conhecemos.

Nada indica que haveria algum tipo de diminuição dessa produção durante o ano de 2013. Sabemos que vamos entrar no verão, verão tradicionalmente é um período em que as demandas pelas térmicas aumentam. Então, tem todo um fator sazonal desta manutenção, como há também outros fatores com relação à manutenção dos níveis dos reservatórios hídricos.

Então, a gente espera a mesma coisa. Para 2014, sem dúvida, a gente pode até continuar entrando com estes 6 milhões inicialmente e haverá então, aí sim, uma diminuição ao longo do ano, que leva àquela média que nós pusemos para vocês entre 5 e 5,5. Isso não vai ser *sharp*, não vai ser de uma hora para outra, mas ela virá acontecendo aos poucos, ao longo de 2014, dando este *range* que nós falamos.

Com relação a Atlanta, o *timing* de perfuração, como nós já anunciamos, a gente espera começar a furar neste poço durante o mês de setembro. É um poço relativamente raso, Atlanta é uma descoberta rasa, mas depois nós vamos ter algumas alterações, tais como a completação, a descida do *gravel pack*. São todos processos dominados, mas que requerem alguns cuidados. E em seguida a gente vai fazer o teste de formação.

Então, a gente espera que tenha este processo como um todo concluído até dezembro, no mais tardar no início do ano. Quer dizer, a perfuração, a completação, a descida de *gravel pack*, o preparo para o teste durante estes próximos 3 a 4 meses, é o tempo que a gente tem para cada um dos poços. É a mesma coisa para o segundo.

Obviamente para o segundo poço a gente já vai estar com uma *learning curve*, já vamos adquirir um pouco mais de conhecimento da área. A gente pode ter algum tipo de otimização, é sempre assim. E nós não estamos com pressa porque, independente dos testes que a gente quer realizar de formação, há uma limitação devido à produção. Na verdade, o que nós precisamos é estar com estes poços preparados para receber a unidade FPSO em 2015.

O outro ponto é Piapara. Sim, nós acabamos de receber o dado novo de sísmica que nós fizemos. Então, este dado vem com uma riqueza de dados muito bom, com muita clareza. Então, nós estamos reinterpretando a área toda, seja do pré-sal e próprio pós-sal. Estamos adquirindo um pouco mais deste conhecimento e incorporando nas nossas interpretações, seja de Atlanta, seja dos arredores e seja do pré-sal.

Então, nós temos que adquirir porque também não temos uma pressa para fazer isto e se a gente conseguir remapear, identificar tudo o que nós temos, a gente gostaria de colocar Piapara no nosso relatório de certificação de recursos prospectivos, e vamos ver se a gente consegue porque aí tem um *trade-off* entre o tempo que a gente leva para fazer isso e o tempo que a gente quer divulgar o relatório para o mercado. Então, nós estamos trabalhando para fazer sim. Esta é a resposta.

O Michelucci está me confirmando aqui que o grupo dele está trabalhando para tentar incluir Piapara. Já a décima primeira rodada é um pouco diferente, viu. Por quê? A décima primeira rodada tem dados muito fluídos nessas áreas.

Você perguntou se os blocos da décima primeira rodada estariam na certificação. Não estariam. Porque a gente não teria tempo para que esta interpretação que hoje nós dispomos fosse colocada lá e ela nem tem uma qualidade para que a gente divulgue isso para mercado.

Então, a nossa ideia inicial é fazer o 3D nessas áreas e depois divulgar. A gente continua comprando dados da agência, continua estudando, mas a gente acha que não é hora de fazer a divulgação desta maneira. E outra, com certeza trairia de maneira substancial o nosso relatório de certificação, tá bom?

**Sr. Caio Carvalho:** Concordo, concordo. E voltando então para a questão dos dados de Piapara, na eventualidade de vocês quererem incluir este no próximo relatório, eu entendi perfeitamente que vocês estão avaliando o *trade-off* entre a aquisição de mais informação e o conforto que você tem para fazer este pedido.

Independente desta entrada de Piapara ou não, o próximo relatório de recursos prospectivos vocês estão programando para quando? Para começo do ano que vem, para o segundo semestre do ano que vem ou não tem uma data ainda específica?

**Sr. Lincoln:** Este relatório nós estamos prevendo para os próximos meses. Realmente com a licitação, com todo este trabalho que houve da rodada, o mercado andou agitado neste último trimestre e continua ainda, mas nós queremos divulgar sim provavelmente no final deste trimestre este relatório, com todas as dificuldades que possam vir.

Nós não estamos esperando, por exemplo, que a gente consiga adiantar muito mais coisa a respeito de Carcará, ou eventualmente Guanxuma, que tem uma sensibilidade que a gente precisa equacionar dentro do Consórcio. Não é de hoje e provavelmente não seria equacionada também para o período da divulgação no nosso relatório.

Mas Piapara e eventualmente alguma outra coisa que a gente identifique aí nesta revisão que nós estamos fazendo, a gente quer, sim, colocar neste relatório. Estamos trabalhando para isso. E o relatório, assim, sem querer também dar um *guidance* muito duro, mas a gente está prevendo isso para o final deste trimestre.

**Sr. Caio:** Perfeito. Muito obrigado.

**Sr. Lincoln:** Disponha.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem da Sra. Luana Helsinger, GBM.

**Sra. Luana Helsinger:** Oi, boa tarde a todos. Obrigada pelo *call*. Eu tenho duas perguntinhas rápidas. A primeira seria voltando neste novo custo de extração com a construção da estação de compressão. Eu queria saber se vocês já têm alguma expectativa (embora, enfim, seria um aumento limitado), mas se já existe algum tipo de *guidance* que a gente pode esperar e se, enfim, a gente já pode assumir que isso será um novo patamar, não só para 2014.

E a segunda pergunta seria em relação ao BM-S-8. Além dos dois poços que serão perfurados vocês mencionaram este possível terceiro que é contingente ao estudo que vocês estão realizando. Eu queria entender um pouquinho que tipo de resultado dos estudos poderia levar a este terceiro poço e que tipo de poço seria. Muito obrigada.

**Sra. Paula:** Oi Luana, vou responder a sua primeira pergunta. É Paula falando. Eu vou responder a sua primeira pergunta com relação ao custo de extração com a compressão. A gente, como a gente comentou durante a apresentação, neste momento a gente não está divulgando ainda os custos relacionados à estação de compressão. Então, o custo de extração ele, sim, se torna maior em função do OPEX associado à compressão, mas como a gente está exatamente no meio do processo do *bid* da extração e a gente nem mesmo tem como vai ser esta divisão entre CAPEX e OPEX, provavelmente gente vai tentar colocar o máximo possível como OPEX, mas a gente ainda não tem essa divisão, fica complicado de passar uma estimativa agora.

Eu acho que o que a gente queria deixar claro é que, sim, este campo continua sendo um campo rentável, ele continua tendo margens de EBITDA atrativas. Agora, o valor específico do custo da compressão a gente vai divulgar assim que terminar o processo de *bid* e, portanto, ela seja contratada, o que vai acontecer agora nos próximos meses e aí então a gente vai informar para o mercado.

E com relação à continuidade deste custo, é verdade, a planta de compressão ela continua até o final do campo, portanto, os custos associados a ela, os custos de OPEX continuam. Provavelmente uma parte disto é relacionada ao volume comprimido, então, ela tem um acompanhamento da curva de produção. Tem uma parte que é fixa, mas tem uma parte que é relacionada ao volume produzido, e aí isto vai acompanhar a curva de produção.

Eu vou passar para o Michelucci para responder a segunda pergunta sobre o poço contingente do Bloco BM-S-8.

**Sr. Michelucci:** Boa tarde Luana.

**Sra. Luana:** Boa tarde.

**Sr. Michelucci:** O poço contingente que foi mencionado é condicionado a estudos que estão sendo realizados na área dos poços lá do Bem-Te-Vi e do Biguá. O estudo se relacionou tanto à qualidade de reservatório – como é que isso se distribui em área – como também tem a ver com estudos relacionados à presença ou não de coquinas naquela área, que é também um potencial reservatório naquelas áreas.

Então, o contingente é condicionado aos resultados destes estudos e ele só ocorrerá, como já foi mencionado também, após a perfuração de uma extensão do Carcará e da perfuração do Guanxuma.

**Sra. Luana:** Perfeito. Muito obrigada.

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

**Sr. Luiz Carvalho:** Boa tarde, tudo bem Lincoln, Paula? Eu tenho basicamente três *follow-ups* para serem feitos aqui também. Só voltando à pergunta do Frank, que vocês mencionaram um declínio de 10% ao ano de Manati, vocês já estão considerando isso com Camarão Norte ou não a partir de 2018? Esta é primeira pergunta.

Segundo, com relação ao BS-4, a gente tem visto algum tipo de barulho aí na mídia em relação à OGX e Petrobras, o contrato que eles assinaram. Eu queria saber se isso pode causar algum tipo de atraso no desenvolvimento das atividades em função desta indefinição ou não?

E o terceiro *follow-up* rápido é se vocês estão olhando algum tipo de dado lá do *data room* que a Petrobrás abriu e se vocês têm interesse na décima segunda rodada com os ativos de gás que vão ser colocados provavelmente em novembro em terra? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Bom, o declínio não considera o Camarão Norte não. Não considera. Como vocês sabem, isso está naquele processo que a Petrobras está conduzindo de licitação com a El Paso Energy, mas ele não está considerando isso não. Isso é até um pulmão que a gente tem para o futuro. Não é necessário agora. Não justifica investimento mesmo com a solução deste processo, que é simples, mas não justifica investimento agora por que não há, na verdade, demanda para isto no momento.

Então, ele não está considerando, mas é sempre bom a gente ter em mente que isto poderia ajudar um pouco mais na manutenção de um *plateau* no futuro. Mas hoje não está entrando o Camarão Norte nestas curvas e nas previsões de produção ainda de Manati.

Com relação à OGX, sempre é uma coisa muito difícil para a gente responder, dado que as notícias que nós dispomos são muito parecidas com as que vocês dispõem. Nós estamos obviamente torcendo para que tenha a solução melhor possível para o mercado, para o Brasil, para a nossa associação, para a própria Companhia. O que a gente tem visto no CADE é que a OGX pode ter, eventualmente, uma multa em função do processual que foi estabelecido.

Nós acompanhamos, nós nos interessamos, é uma coisa importante, é uma Companhia importante, são nossos sócios, mas nós estamos acompanhando e eu não vejo como qualquer evento que venha a agravar um pouco esta situação ou não deles impeça a continuidade deste projeto.

Nós não temos isso e até o momento a OGX tem feito todos os aportes necessários que nós temos demandado. Então, hoje, nós não temos evidência nenhuma de que isso venha a acontecer e nem está, sem dúvida, no nosso radar a possibilidade de fazer qualquer tipo de *delay* e atrasos que não sejam pura e simplesmente devido às condições de mercado, de *long lead items* e de tudo que nós temos operacionais. É esta a situação que nós hoje ainda estamos analisando. Tá bom?

Bom, com relação à *data room* da Petrobras, você está dizendo dos desinvestimentos da Petrobras, né?

**Sr. Luís:** Exatamente.

**Sr. Lincoln:** Nós sabemos, sim, eles existem. Foi já relatado pela Paula que a Companhia está bastante líquida, que a Companhia tem um caixa e a gente não pode deixar de aproveitar uma eventualidade de um desinvestimento da Petrobras e outros que porventura aí ocorram.

Então, sim, a gente é interessado e nós vamos aguardar a evolução destes eventos. Existem várias oportunidades de mercado e nós estamos aguardando e estaremos preparados sim para avaliá-las. Nós temos espaço, seja ainda no caixa presente e eventualmente futuro, para que a gente ainda possa estar dentro deste mercado e a única coisa que sem dúvida vai permear aqui internamente é, na verdade, o efeito que ele faz, seja estratégico ou tático para adentrarmos num projeto como este.

Sempre o aspecto corporativo é aquele que a gente tem mantido, de melhorar e desriscar o portfólio, ou uma garantia de produção futura, diminuir o risco exploratório. Sempre quando isto estiver presente, nós iremos analisar e aí vai se decidir o que fazer. É algo que interessa sim.

Com relação à Libra, como todos nós sabemos, uma coisa é querer, outra coisa é poder. Se você perguntar se eu quero, eu digo, eu quero. Adoro.

**Sr. Luiz:** Lincoln, era mais em relação à décima segunda rodada de gás.

**Sr. Lincoln:** Nós estamos aguardando, viu, sabe por quê? Está muito ainda prematuro. São aquelas lá de *shale*, *tight gas*, né, não vai ser dirigido só para *unconventional* vai ser convencional e não convencional.

Nós estamos aguardando mais informações para avaliar como é que isso encaixa estrategicamente para a gente. Algumas coisas já saíram, estão sendo pingados pelo governo e pela ANP alguns dados. Nós vamos analisar como de hábito, nós queremos aprender o que vem aí, seja do ponto de vista contratual, seja do ponto de vista econômico, do ponto de vista fiscal. A gente sempre analisa tudo isso para estarmos preparados para uma eventualidade de uma decisão.

Não é ainda, como a gente tem destacado, a nossa área, a nossa prioridade em terra. A Companhia está voltada para projetos um pouco mais robustos em termos físicos e econômicos, mas, sem dúvida, nós fazemos um *tracking regular*, acompanhamos isto e é necessário que a gente tenha um olho se mudar esta trajetória.

Então, nós estamos aguardando para ver o que vem. Pouca coisa ainda foi divulgada. Só as bacias aparentemente que vão entrar, mas pouco a respeito da parte fiscal e da parte contratual.

**Sr. Luiz:** Tá bom. Ficou claro. Obrigado.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. Luiz Otávio Broad.

**Sr. Luís Otávio:** Bom dia a todos. A maioria das perguntas já foi respondida. Eu tenho só uma última questão. Dentro destes blocos que vocês adquiriram desta primeira rodada, tem algum que vocês olham com mais carinho, algum que vocês vêem uma perspectiva mais positiva, apesar de ser ainda bem prematuro falar alguma coisa a respeito. Mas o quê que vocês poderiam dividir sobre isto com a gente? Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Olha, veja bem, estas áreas estão sendo classificadas como nova fronteira, certo. São áreas de nova fronteira, alto risco, alto prêmio. Esse aspecto binário sempre tem que ocorrer. Alto risco tem que ter alto prêmio e estas áreas se caracterizam por serem desta natureza.

Agora, existem 2 blocos que nós entramos, especificamente na Bacia do Espírito Santo, que eu vou comentar e depois eu passo para o Michelucci comentar onde tem mais risco, então, esta área do Espírito Santo é uma área de fronteira numa bacia que é produtora. Então, ela tem uma categoria diferente das outras.

Ela é uma área de fronteira, não tem muitos poços furados, mas ela está num *trend* que é de produção ali, né. Se você for ver as últimas descobertas que houve nesta área indo



para água profunda mesmo, então, esta área ela está bem localizada em termos até do que a gente chama do contexto geológico.

Então, as áreas do Espírito Santo, ainda que tenham riscos, porque ela é uma fronteira dentro de uma bacia produtora, ela tem risco, mas é um risco um pouco mais diferenciado, se conhece qual é o sistema petrolífero. Ela, então, eu diria que ela é um pouco diferente das outras. É lá que o Michelucci vai falar um pouco para vocês que ela está muito mais ligada a analogia.

**Sr. Michelucci:** Boa tarde, Luís.

**Sr. Luís:** Boa tarde.

**Sr. Michelucci:** Eu não diria que a gente tem carinho por nenhuma destas áreas mais do que nas outras. Na realidade elas entram num contexto de gestão de portfólio. O resultado que a gente espera é do conjunto delas. Como o Lincoln falou, são áreas de alto risco, então, para a gente ter sucesso numa destas áreas a gente tem que realizar uma série de eventos. Então, é dentro deste contexto que a gente fez essa diversificação e apostou em todas estas bacias, estes blocos que nós adquirimos.

Agora, se olhar as nossas ofertas destes blocos você vai ver que em alguns deles (mais precisamente 4 deles) a gente ofereceu poço, né, e ofereceu o poço em função do potencial e não só em função do potencial, em função da competição também que se esperava para estes blocos.

Então, basicamente é isso aí. Então a gente está esperando é um resultado de portfólio, dentro deste contexto. Agora, a gente ofereceu o poço na Bacia da Foz do Amazonas, onde a gente tem lá perto a descoberta de Zaedyus, o que levou a maioria das companhias a apostarem bastante alto naquela bacia. Temos um poço comprometido na Bacia do Pará-Maranhão, onde nós somos sozinhos, né, e eu acho que aí nos diferenciou da atitude da maioria das companhias que foram focadas nos resultados da Guiana Francesa ou nos resultados da Petrobras na Bacia no Ceará e em Barreirinhas focado nos resultados lá do outro lado, lá em Gana, né.

Então, o que eu quero afirmar aqui é que em todas elas a gente entrou em função do potencial destas bacias. Mesmo onde não teve concorrência a gente vê potencial igual ou maior do que naquelas onde houve grande concorrência em função da cultura que nós temos, do conhecimento que nós temos em relação a estas bacias, falando especificamente então aí em relação à Bacia do Pará-Maranhão e de Paraíba-Pernambuco, né.

**Sr. Luís:** Ok, muito obrigado.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Gattass, BTG Pactual.

**Sr. Gustavo Gattass:** Boa tarde pessoal. Eu tinha algumas perguntas. Acho que vai acabar voltando em boa parte dos pontos já mencionados, mas eu só queria fechar alguns deles.

A primeira delas, teve muita pergunta sobre Manati, que eu achava que poderia ser resolvida de uma forma bastante simples, e aí eu só queria ouvir de vocês; vocês estão planejando fazer a divulgação do relatório de reservas da GCA igual vocês fizeram nos

outros anos ou tudo o que a gente vai ter é realmente um resumo que foi colocado? Essa daí seria a primeira pergunta.

A segunda pergunta que eu tinha era mais relacionada com o contrato que vocês têm com a Petrobras para Manati. Pela descrição que você acabou fazendo, Lincoln, eu não sei se é uma visão talvez um pouco exagerada da minha parte, mas pela descrição quase parece que a Petrobras quis operar este campo um pouco mais forte, ao atrasar a licitação acabou deixando vocês numa situação onde têm menos possibilidades de produção do que se imaginava que iria ter. Eu só queria entender se pode haver algum tipo de compensação por parte da Petrobras, dado o contrato que vocês têm como eles como operador ou algo parecido. Só para a gente entender se esse afã de produzir muito para atender as térmicas poderia ter tido algum tipo de compensação do outro lado.

A última pergunta que eu tinha, eu sei que vocês não querem responder a história do custo e gerar expectativas sobre a estação de compressão, mas eu só queria entender 2 coisas. A primeira delas era a QGEP, já tomou a decisão de não participar ou não querer de forma alguma fazer este investimento ou existe ainda uma possibilidade de a Companhia tomar as rédeas deste processo para garantir um pouquinho mais de segurança e serenidade?

E a segunda parte da pergunta é: quando a gente olha para os relatórios de reserva antigos existia uma premissa de custos e uma premissa efetivamente do quê que seria um impacto desta estação de compressão. Eu só queria entender de vocês se aquilo que se vislumbrava lá atrás está muito fora de contexto.

E aí desculpe por serem tantas, mas deixaram tantas pontinhas aí que eu acho que vale a pena fechar.

**Sra. Paula:** Oi Gattass, é Paula. Vou começar respondendo às suas perguntas pela questão da divulgação do relatório de reservas. Desta vez a gente optou por fazer através de um outro modelo.

Então, este é de fato um modelo que a gente vai usar. Na verdade ele é um extrato do relatório da Gaffney, ele tem praticamente todas as informações do relatório da Gaffney, à exceção da questão da compressão, e a gente já explicou o motivo, porque neste momento é um pouco sensível a gente divulgar os números porque a gente está, de fato, no meio do processo de *bid*. Aí até entrando um pouco na sua última pergunta, esse processo ele é conduzido pelo operador. Ele é um investimento ou será um custo operacional a ser feito pelo Consórcio como um todo, mas ele é, de fato, conduzido pelo operador.

E a razão de a gente ter mudado um pouco o formato da divulgação do relatório, foi um dos pontos que a gente discutiu internamente, com relação ao fato de que o *expertise* da Gaffney & Cline é de certificar as reservas, o volume do campo, e não especificamente o fluxo de caixa no campo. Então, a gente optou por concentrar a divulgação no que é, de fato, o *expertise* dos consultores da Gaffney que são relacionados à parte técnica e de avaliação do volume da reserva.

Além disso, a gente já tem um histórico de produção de Manati e fluxo de caixa e até como Companhia aberta, né, e que a gente já vem dividindo isso com o mercado, que eu acho que já traz um certo conforto para que essas projeções sejam feitas, sejam modeladas pelo mercado.

Então, eu acho que esta foi uma das outras razões. E a gente continua passando o *guidance* de produção para os próximos anos. Então, para 2013 a gente manteve o *guidance* de 5,5 a 6, talvez a gente fique até um pouco mais próximo dos 6, mas a gente manteve o *guidance* que a gente já vinha falando desde o final do ano passado.

Para 2014 a gente colocou o impacto da estação de compressão e, portanto, a redução para entre 5 e 5,5. E para 2015 a gente colocou, então, a volta a 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Então, a gente está passando os *guidances* de produção para os próximos anos e, enfim, a gente acha que estas são as informações necessárias.

Não houve mudança - voltando à questão do custo da estação de compressão - embora a gente não esteja comentando ele especificamente neste *release*, não tem nenhuma mudança material em relação às expectativas da Companhia. É simplesmente a proximidade do processo do *bid* e aí as restrições que a gente tem de comentar e de passar uma expectativa que agora é exatamente quando a contratação está na rua e ficaria muito mais delicado não só para gente mas para o consórcio como um todo.

Então, a não divulgação não é porque houve uma mudança material ou de forma nenhuma está relacionado a isto. É simplesmente pela questão mais de *timing* relacionado à contratação da planta.

**Sr. Lincoln:** Gattass, com relação às outras duas perguntas, do atraso e da expectativa de fazer ou não algum tipo de compensação, o fato é o seguinte: o atraso foi decorrente das próprias discussões internas ao processo da compressão e nunca se cogitou de não fazer. Isso é uma não-opção. A compressão é necessária já há muito tempo e de fato nós reconhecemos que houve um atraso na sua implantação pelos motivos que nós discutimos internos e por algumas outras coisas externas que levaram a isso.

Então, sem dúvida, não houve nenhum tipo postural da Petrobras para levar isso mais adiante ou para facilitar ou dificultar qualquer tipo de negociação futura do próprio contrato, que agora vai ser estabelecido. Não há como pensar em nada assim.

No agora, nós tomarmos a frente disso sempre é muito difícil na atual conjuntura. A Petrobras já tem toda uma infraestrutura nesta região que está trabalhando e obviamente tem ganhos de consórcio, e para nós também, em a Petrobras continuar com isso.

Então, nunca passou pela cabeça em não fazer. Houve um atraso. Quer dizer, se um dia fosse uma opção da Petrobras, obviamente também isso é uma coisa puramente operacional, a gente poderia até assumir, mas teria que se levar em conta os ganhos que nós teríamos hoje de estarmos utilizando uma série de outros dutos de interligação que são efetivamente da Petrobras. Então, não há nada que lance algum tipo de dúvida com relação a este postural e com relação à capacidade da Petrobras e intenção da Petrobras de fazer isto.

Manati hoje é o maior campo em produção de gás no Brasil, já há algum tempo, desde setembro do ano passado. É de substancial importância para o Nordeste hoje em dia. As alternativas que tem - como você sabe melhor do que eu - são extremamente mais custosas e, portanto, manter Manati na sua melhor performance, o que não quer dizer estar aumentando a produção de forma inadequada, mas manter Manati nas melhores práticas é hoje um *must* para consórcio e para a Petrobras também, porque ela é a principal fonte de gás para aquela região.

**Sr. Gustavo:** Lincoln, deixa eu só fazer dois *follow-ups* rapidíssimos aqui. Primeiro, Paula, como pedido nosso em público aqui para todo mundo, por mais que seja resumido, a gente sente falta do que é reserva desenvolvida e do que não é reserva desenvolvida. Então, se for possível agregar isso daí para gente seria bom e por mais que seja uma estimativa do terceiro o PV10 também para a gente é uma ferramenta de comparação muito boa, que as outras empresas divulgam, e que não ter para vocês seria uma pena.

E, Lincoln, só do seu lado, você mencionou que não tem nenhum tipo de compensação. Agora, deixa eu te fazer uma rápida pergunta do oposto. Digamos que a compressão demore muito, você, neste limbo contratual, tem alguma obrigação de *take-or-pay* que pode trazer um prejuízo que hoje a gente não está esperando?

**Sr. Lincoln:** Nós estamos vendo qual é esta daí. Quer dizer, a reserva não desenvolvida é exatamente, Gattass, eu não estou aqui com o número exato, mas a reserva é aquela que está dependendo, sem dúvida, da compressão porque eu não consigo este diferencial entre o que pode ser produzido sem compressão e com compressão e que não chegaria à estação.

Então, a reserva não desenvolvida seria essa diferença, somente essa diferença que está associada ao incremento da produção. Esta que é reserva nesse caso. Eu posso até ver qual seria ela.

**Sr. Gustavo:** Está ótimo.

**Sr. Lincoln:** Agora, com relação ao *take-or-pay*, a gente não está esperando não, porque os níveis que a gente pode estar produzindo ainda estão acima do *take-or-pay*, tá certo. Então, neste aspecto estamos garantidos, né, que é em torno de 4.

**Sr. Gustavo:** Lincoln, imagina só o que você falou aqui para a gente; você falou para o Caio, se eu não me engano, que a produção de entrada no ano que vem vai ser 6.

Se a gente chegar na parte baixa no teu *guidance*, se eu tivesse uma queda linear, eu chegaria no final do ano que vem abaixo de 4 se esta estação não entrar em operação. Eu só estou trabalhando em cima do que vocês falaram.

Assim, eu não imaginava que isso fosse acontecer, mas assim, eu queria só entender, poxa, se acontecer o *take-or-pay* também não vale, ou vale e vocês vão ter que ter algum tipo de penalidade?

**Sr. Lincoln:** Gattass, o nosso contrato com a Petrobras é 4 e o *take-or-pay* é 85% de 4. Essa é a nossa obrigação. Essa é a obrigação do contrato, por isso que a gente não está vendo nenhum tipo de eventual multa no caso que você citou de um atraso na compressão e de uma queda linear desta produção.

Nós não dizemos que a queda é linear, a gente acha que vai começar lá com 6, e até quando vai obviamente a gente não sabe por que tem um efeito mercado aí também, que a gente acha que não vai mudar, mas tem um efeito mercado. Se o mercado demandar 5 em janeiro, provavelmente nós vamos chegar no final do ano com um pouco acima de 4, por exemplo. Por quê? Porque está demandando menos. Então, isto é uma expectativa que a gente está fazendo hoje. Daí esta nossa confiança de que o limite mínimo do *take-or-pay* não vai ser atingido.

Na nossa conta, por sinal, e no final de 2014, a gente vai estar perto de 4,8. Se você quiser fazer algum tipo de extrapolação entre estar entrando em 2014 com 6 milhões e como é que a gente iria terminar para dar o valor entre 5 e 5,5, a nossa previsão no final do ano é 4,8, e não abaixo de 4.

**Sr. Gustavo:** Então tá bom. Está ótimo. Obrigado, gente.

**Sr. Lincoln:** Um abraço.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem da Sra. Lilyanna Yang, UBS

**Sra. Lilyanna Yang:** Na verdade é mais uma pergunta sobre Manati. Eu entendo então que vocês estão negociando o aditivo contratual com a Petrobras: seria então o interesse fazê-lo agora e se tem espaço para vocês ou para a Petrobras rever a indexação da inflação para este contrato aqui de *take-or-pay* para Manati?

Outra coisa que eu queria entender também é sobre este declínio que vocês mencionaram de 10%. Você está falando do reservatório, né? Então, a pergunta que vai nesta linha é: vocês teriam que perfurar algum novo poço em Manati nos próximos anos para manter este nível de produção que vocês estão indicando? Obrigada.

**Sr. Lincoln:** Bom, em todo o processo que levou a soltura da nossa licitação, nós já tocamos no assunto contrato, mas nós achamos mais prudente voltar a negociar este contrato uma vez que a gente tenha o resultado da licitação, que tenha o CAPEX, que tenha o OPEX, que tenha todo este cronograma *in place*. Aí a gente vai voltar a discutir com a Petrobras, porque a gente acha que é mais consistente voltar com todos os demais atos já estabelecidos e a compressão é um ponto importante. Não é de hoje, continua sendo, agora talvez até um pouco mais em função desta produção um pouco a maior que está ocorrendo neste ano. Então, não está negociando, mas não há inconveniente nenhum *pari passu* com o resultado da licitação.

Nós não vemos nenhum espaço para rever a indexação de Manati, sem dúvida isso tudo é negociação, mas a gente não vê exatamente pelo que eu falei a pouco de que Manati hoje é a principal fonte de gás para o Nordeste, para a própria Petrobras e para outros parceiros que há nesta região.

Então, não há nada que venha e não há indicação nenhuma de pressão quanto à indexação do gás de Manati do mesmo motivo que é feito hoje em dia. Então, para nós, isto está igual, o que vai ser renegociado são níveis de volume, qual vai ser o *take-or-pay*, haja vista e vis-à-vis a nova situação da produção com a compressão.

Com relação à perfuração de poço, pensando no 1P e no 2P, que são as reservas provadas, não há necessidade de poço. Só haveria a necessidade eventual de um terceiro poço caso a gente quisesse esgotar a reserva 3P porque ela engloba uma parte do Campo, que é o nordeste do campo, que hoje necessitaria, em termos técnicos, para que ela volte a ser 1P, ela precisaria ter um poço na área. Isso só aconteceria se houvesse uma demanda maior de gás, já que hoje os 6 poços são suficientes para produzir, ou se a gente quiser transformá-la no futuro numa reserva provada e aí a gente precisa pôr um poço, que é uma questão técnica, e medir a pressão.

**Sra. Lilyanna:** Tá ok. Obrigada. Posso fazer uma outra pergunta? Sobre Carcará, BM-S-8, porque hoje a Petrobras não tem uma pessoa alocada para Carcará, ou pelo menos delineada, qual seria, onde estaria sendo construída...

**Sr. Lincoln:** Olha, eu não entendi, Lilyanna, "alocada". O que a gente vê é que a Petrobras tem muita gente alocada nestes projetos.

**Sra. Lilyanna:** Não, eu quis dizer uma plataforma de produção.

**Sr. Lincoln:** Ah, uma plataforma?

**Sra. Lilyanna:** Isso.

**Sr. Lincoln:** Olha, é o seguinte; eu vou falar mais ou menos o que a gente já tem, porque isto está em andamento, está em discussão, tudo isso está ocorrendo em paralelo às atividades de perfuração, já que é um poço importante e este poço vai trazer informações fundamentais para se pensar nas facilidades desta eventual plataforma, pros chamados *top five*. Vai entrar ali pressão, o tipo de óleo, temperatura. Então, tudo isso é importante para essa definição que a Petrobras está fazendo.

A Petrobras inicialmente havia pensado em uma das replicantes, que são plataformas que estão sendo feitas para pré-sal, mas o que hoje pode estar acontecendo, dada as características tão boas de Carcará, sem H<sub>2</sub>S, sem CO<sub>2</sub>, etc., é que talvez não precise de uma plataforma tão preparada para fazer a separação.

Então, a Petrobras não parou não. Ela simplesmente está vendo que este é um campo que não tem alguns requisitos que são necessários ao pré-sal. Na medida em que a gente fure o próximo poço - a começar agora este ano ainda em novembro - e a gente faça o teste já no primeiro semestre do ano que vem, provavelmente final desse semestre a gente começar, vamos ter informações substanciais para a definição e a customização desta unidade de produção.

Mas nós não estamos vendo nenhum tipo de inconveniente. Andar um pouco para cá, um pouco para lá é normal numa descoberta desta natureza e desta magnitude. Faz parte. Mas nós não estamos vendo nada substancial que nos preocupe em relação a Carcará no momento.

**Sra. Lilyanna:** Perfeito, obrigada.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. Sérgio Conti, Goldman Sachs.

**Sr. Sérgio Conti:** Boa tarde, Lincoln. Boa tarde, Paula. Eu queria discutir um pouco o fluxo de caixa da Companhia no médio prazo. A gente vê agora no final do segundo trimestre a companhia com uma posição de caixa bastante sólida com R\$1,1 bilhão e basicamente o que eu fiz foi pegar o meu modelo, trabalhar com o *guidance* de CAPEX atualizado, com US\$190 milhões para 13, uns US\$310 milhões para 14 e no meu modelo tenho US\$300 milhões também para 15.

Além disso, eu estou trabalhando com o TLD de Carcará no meio de 2015, como um *base case* aqui e o primeiro óleo de Atlanta também no meio de 2015. Neste cenário eu estou chegando a uma posição de caixa no fim de 2015 e início de 2016 um pouquinho abaixo de US\$100 milhões.

Eu tenho algumas perguntas, obviamente sem acessar o mercado de dívida, a minha dúvida aqui é se faz sentido trabalhar com US\$300 milhões de CAPEX em 2015, ou seja, se 2015 ainda deverá ser um ano de CAPEX intensivo ou se 2014 para vocês é um pico



de curto prazo, obviamente sem considerar as iniciativas da última rodada, do último leilão da ANP?

E o segundo ponto é se no plano que vocês trabalham - obviamente vocês trabalham com vários cenários - se vocês deverão ter que acessar o mercado de dívida aqui em 2015/2016 se houver algum tipo de atraso especificamente em relação a Atlanta e Carcará? São essas as minhas perguntas. Obrigado.

**Sra. Paula:** Oi Sérgio. Bom, respondendo a sua pergunta sobre a questão de dívida; sim, acho que isto está no radar da Companhia. Como você bem comentou, acho que a gente está com uma posição de caixa bastante confortável para os próximos anos aliado ao nosso saldo de caixa de R\$1,1 bilhão a gente ainda tem a geração de caixa de Manati nos próximos anos e a partir do início de 2015 a própria produção do Sistema de Produção Antecipada de Atlanta.

Então, eu acho que a gente está de fato numa posição muito confortável, mas a gente também tem ainda um espaço no balanço para alavancagem e acho que este vai ser o próximo passo da Companhia; acessar o mercado de dívida para fazer frente aos nossos investimentos.

Isso acontece mais talvez para o final de 2014, na segunda metade de 2014, considerando o nosso portfólio atual. Claro que qualquer mudança de portfólio, seja por investimento ou desinvestimento, altera um pouco este *business plan*.

A gente na verdade ainda não divulgou para o mercado o CAPEX de 2015, então, eu queria evitar falar um pouco de números exatos, mas a gente, em termos de exploração, a gente tem um CAPEX sim menor do que o de 2014.

Acho que um dos poços mais relevantes para perfurar em 2015 é o BM-C-27, que era de 2014, a gente adiou para 2015, e o BM-CAL-5 que também era de 2014 e a gente adiou para 2015.

Fora isso a gente tem alguns gastos já com os blocos da décima primeira rodada, os gastos de sísmica com os blocos na décima primeira rodada e aí eu acho que em termos de desenvolvimento a gente já começa a ter um CAPEX de Atlanta. CAPEX este que vai depender também um pouco do quanto que a gente vai acelerar o *ramp-up* da produção e de quando que a gente vai para o sistema de produção definitivo. E tem Carcará, para ter o TLD em 2015 a gente tem os custos associados a isso.

Então, são números ainda não divulgados, mas acho que estes são os principais investimentos para 2015. Agora, ainda assim, como você comentou e eu concordo, a gente está com uma posição bastante confortável e a gente tem espaço sim no balanço, eu acho que é saudável a Companhia melhorar a estrutura de capital e para isso o próximo passo seria, então, acessar o mercado de dívida.

**Sr. Sergio:** Paula, sem querer tomar muito mais o seu tempo, mas sem acessar o mercado de dívida você chega em 2015, começo de 2016 com um caixa entre 50 a US\$100 milhões ou eu estou sendo muito agressivo em algum *assumption* meu aqui?

**Sra. Paula:** Eu acho que a gente vai acessar o mercado de dívida antes disso, mas dentro dos projetos em produção. A gente tem Manati, tem contratos com a Petrobras, então, eu acho que a gente tem uma posição bastante confortável também para a tomada de dívida.

**Sr. Sérgio:** Está ótimo, muito obrigado.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. Christian Audi, Santander.

**Sr. Christian Audi:** Oi Lincoln e Paula. É uma pergunta bem rápida. No tema de Camarão Norte, Lincoln, como é que está tua cabeça sabendo tudo que você sabe até este momento no sentido de quando que poderia começar a produção em Camarão Norte? Mais ou menos a tua opinião.

**Sr. Lincoln:** Veja, como você ouviu, nós temos uma previsão de produção do Campo de Manati bem estável até final de 2017, início de 2018. Então, nada em Camarão Norte acontecerá antes disso. Não tem, Christian, nada a fazer porque obviamente teria que furar um poço e fazer uma interligação, acho que de 15 km aproximadamente para a plataforma.

Então, tem custos associados. Então, isto está sendo tocado de maneira bem tranquila pela Petrobras porque há todo um tempo hábil muito grande nesta negociação e fatalmente, se tudo isso se concluir como a gente quer, como a gente espera - porque tem toda uma estratégia, pelo menos comercial a respeito, porque não é um número importante de Camarão Norte - estaria em torno aí de 2 bilhões de m<sup>3</sup> o que a gente poderia interligar.

Ele só se daria com a entrada daquela curva natural de declínio do campo. Esta seria a fase ideal para começar a se pensar em colocar Camarão Norte. Então, é após 2018.

**Sr. Christian:** Tá bom, obrigado.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros, Citi.

**Sr. Pedro Medeiros:** Boa tarde Lincoln, Paula. Obrigado por abrir a pergunta. Bom, a maior parte das minhas dúvidas já foi esclarecida. Eu só tenho duas perguntas realmente mais objetivas.

A primeira delas é se vocês têm como informar a profundidade aproximada atual do poço Alto de Canavieiras e se existe alguma possibilidade de a gente chegar ao topo do reservatório esperado até o final deste mês? Esta possibilidade é alta?

E a minha segunda pergunta é se vocês podem comentar como está estruturado o JOA do BS-4 para o caso de transações societárias de parceiros no bloco e para o reembolso da participação dos parceiros e no CAPEX do campo que deve começar a partir de setembro.

**Sra. Paula:** Pedro, você poderia repetir a pergunta do BS-4, por favor?

**Sr. Pedro:** Sim. Eu queria entender um pouquinho mais sobre como está é estruturar o JOA do contrato do BS-4 para o caso de transações societárias de parceiros, por exemplo, se vocês têm algum direito de preferência no caso de uma transação societária e para o reembolso da participação destes parceiros no CAPEX, dado que o CAPEX deve começar a incorrer a partir de setembro com a perfuração do primeiro poço? Como é que funciona este reembolso e se existe alguma regra ou alguma tratativa caso haja algum problema com este reembolso?

**Sr. Lincoln:** Pedro, um abraço e obrigado por estar aqui. Pedro, o poço está caminhando bem, está perfurando normal, mas a gente está preferindo não fazer divulgação de profundidade por que isso normalmente cria sempre muita instabilidade no mercado, muita expectativa e obviamente nós temos também algumas limitações em relação à própria agência, que recebe parte dessas informações. Então, não é bom que a gente venha periodicamente a fazer isso.

A gente, na medida em que haja um evento de alguma coisa importante com relação a este poço, aí a gente vai sem dúvida divulgar, entendendo a posição de vocês para o mercado, e seguindo também os preceitos contratuais que nós temos em relação à agência.

Então, a gente não quer divulgar. O que eu posso dizer para você é que está indo bem e que provavelmente este poço ultrapassa um pouco o final deste mês de agosto sim. A gente está furando com todo cuidado, é um poço que vai até o pré-sal, é um poço profundo, tem riscos, como já anunciado outras vezes. Então, é um poço que deve sim passar do final deste mês.

**Sr. Pedro:** Perfeito. Está ótimo.

**Sr. Lincoln:** Bom, com relação ao JOA, nós temos algumas limitações em expor totalmente o JOA. O JOA é um documento padrão, você pode acessar este JOA no site da AIPN, a Associação Americana de Negociadores de Petróleo, que têm cláusulas muito padrão em relação ao que você perguntou com o direito de preferência, com as obrigações de todo o consórcio que, vocês sabem, são solidárias. Então, você vê na íntegra mais ou menos o que se tem.

Agora, cada JOA é um JOA diferente do outro. Isto é um acordo que se faz para aquela associação. O que eu posso dizer para você é que, sim, há regras claras e há provisões para a passagem de interesse, sim, neste caso e no caso BS-4 existe também, da mesma forma que tem os prazos específicos e as regras com relação ao aporte de capital. Então, está tudo lá direitinho, o atraso tem juros e tem prazo associados a qualquer ação que se faça em relação ao JOA.

É um documento muito maduro que se tem e realmente dá muita confiança a todos que estão lá dentro quando as ações estão interligadas ao consórcio. Este é um documento muito interessante. Agora, é difícil a gente comentar particularidades de cada um deles.

**Sr. Pedro:** Está ótimo. Está perfeito. Eu acho que isso já endereça boa parte do que eu queria entender.

**Sr. Lincoln:** É sempre bom dizer para você que o CAPEX destas áreas, nós como operador, a gente antecipa. O *cash call* dentro do *accounting procedures* que se tem, o *cash call* ele antecipa os pagamentos e já faz provisões para o mês seguinte antecipado. Então, não há nenhum tipo de carregamento por parte de ninguém e da mesma forma não há reembolso. Quer dizer, tudo é feito com a antecipação desse *cash*.

**Sr. Pedro:** Tá bom. Perfeito. Obrigado, Lincoln.

**Operadora:** Senhoras e senhores, 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:** Mais uma vez, eu quero agradecer a vocês a presença, as questões. Eu achei que foi bastante rica a nossa discussão e sempre é uma grande oportunidade de a gente colocar o mercado em linha com o que a gente está fazendo com a maior clareza possível e a gente espera ter conseguido passar a vocês estas informações para que vocês tenham a maior transparência possível nestes casos.

Eu agradeço muito e, como sempre, ficamos à disposição de vocês para qualquer outro esclarecimento que se faça necessário através da nossa área de RI. Tenha um bom dia.

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