

**Operadora:** Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao quarto trimestre e ano de 2013. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, a Sra. Paula Costa Côte-Real, Diretora Financeira e de Relações com Investidores, o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção e o Sr. Sergio Michelucci, Diretor de Exploração.

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

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

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

**Sr. Lincoln:** Bom dia a todos e obrigado por participarem da nossa teleconferência de resultados. Junto comigo para esta apresentação estão Paula Costa Côte-Real, nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Danilo Oliveira, Diretor de Produção, e o Sérgio Michelucci, Diretor de Exploração.

Faremos um breve resumo de nossos resultados financeiros e operacionais do quarto trimestre e do ano de 2013 e em seguida abriremos o *call* para perguntas.

O ano de 2013 foi um período de realizações muito importantes para a QGEP. Tivemos progressos significativos nas nossas operações e na implementação da nossa estratégia de expandir e diversificar nosso portfólio para atingir um crescimento sustentável e balanceado.

Impulsionados pela nossa sólida produção no Campo de Manati e pelo reajuste na precificação, tivemos resultados financeiros bastante positivos no ano.

Em relação às atividades de desenvolvimento, estamos bastante otimistas com as nossas conquistas operacionais e os resultados do teste do primeiro poço do Campo de Atlanta.

Já com relação à exploração, tivemos um crescimento e diversificação do nosso portfólio e, embora tenhamos anunciado alterações de cronograma de algumas de nossas perfurações, acreditamos que os resultados a serem obtidos agregarão valor de forma consistente aos nossos acionistas.

Com esta perspectiva avançaremos no médio e longo prazos com um portfólio exploratório balanceado em parceria com companhias de renome internacional e comprovada competência técnica, com resultados promissores das nossas atividades de

desenvolvimento, sobretudo em Atlanta, com uma visibilidade de produção sólida para Manati, além de uma posição financeira privilegiada. Estes são fatores importantes que levarão à criação de valor para todos nos nossos públicos de interesse.

Passando para o slide 4, temos os detalhes específicos para o ano. Manati, o campo com maior produção de gás no Brasil em 2013, atingiu uma média de 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia no ano, no limite superior do intervalo que estimamos no início de 2013.

Recentemente, anunciamos os resultados positivos do teste do primeiro poço horizontal do Campo de Atlanta, que indicaram um potencial de produção para o poço que ficará no limite superior do intervalo entre 6 a 12 mil barris/dia inicialmente divulgado a todos vocês. Adicionalmente, a perfuração e a completação foram muito bem sucedidas, considerando as condições desafiadoras deste projeto. Isto demonstra e reafirma a nossa capacitação como operador e nos dá segurança para conduzir projetos similares no futuro.

Em maio, adquirimos 8 blocos na 11<sup>a</sup> rodada de licitação da ANP, após um trabalho consistente de análise dos ativos disponíveis. Temos diversas parcerias nestes blocos, incluindo *majors* e companhias de óleo e gás regionais; com isto, temos a oportunidade de vivenciar visões distintas e ampliar os nossos relacionamentos para avaliação de futuras oportunidades, assim como ampliar nossas atividades como operador.

No final do ano, submetemos um plano de avaliação da descoberta do poço Alto de Canavieiras, do Bloco BM-J-2, na Bacia de Jequitinhonha, onde operamos e temos 100% de participação. Isto ocorreu após uma campanha de perfuração que nos levou a uma profundidade final do poço de 4.800 metros e à notificação de descoberta em agosto, em função dos indícios observados durante a perfuração.

Também estamos satisfeitos com a obtenção de uma linha de crédito da Financiadora de Estudos e Projetos do Brasil, a FINEP, no valor de R\$266 milhões, para suportar o Sistema de Produção Antecipada de Atlanta. A FINEP reconheceu a inovação tecnológica associada ao projeto do Sistema Antecipado, bem como a sua importância estratégica para o Campo de Atlanta.

Por último, e não menos importante, em 24 de fevereiro último o Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos de R\$0,15 por ação. Esta decisão teve por base a posição financeira da Companhia e a forte geração de caixa em 2013 e renova a nossa crença de que os nossos projetos continuam gerando valor no médio e longo prazos aos nossos investidores com base na nossa estratégia de crescimento. É também uma forma de reconhecer a lealdade dos nossos investidores que demonstraram sua confiança na QGEP mesmo em um período desafiador dos mercados. A proposta será submetida para aprovação da Assembleia a ser realizada no dia 16 de abril de 2014.

Com isto, passo a palavra agora a Paula Costa, Diretora Financeira e de RI, para um detalhamento do nosso desempenho financeiro no ano de 2013.

**Sra. Paula:** Obrigada, Lincoln. Passando agora para slide 6, como o Lincoln mencionou, nossos resultados financeiros no ano de 2013 foram melhores em comparação com o ano de 2012. Olhando para o ano anterior, destacamos também nosso excelente desempenho operacional. Contudo, baixas dos poços exploratórios acabaram por impactar o resultado.

A receita líquida do quarto trimestre de 2013 foi de R\$126 bilhões, levando a receita líquida do ano para R\$486 milhões. Isto representa um aumento de 5% em comparação a 2012 em função do reajuste do preço de gás de Manati que ocorre sempre no mês de janeiro.

Para o ano, o nosso EBITDAX total teve uma pequena redução em valores absolutos, mas ainda representa uma margem bastante elevada de 56%, mesmo levando em consideração os custos da manutenção programada que realizamos em Manati no segundo trimestre.

A receita financeira líquida também reduziu para R\$62 milhões principalmente em função dos movimentos cambiais sem impacto no caixa que afetam a provisão de abandono de Manati e também do Campo de Atlanta.

Nossa posição líquida de caixa, ao deduzirmos a dívida da FINEP, totalizou R\$838 milhões no final do ano de 2013.

Passando para o slide 7, a produção média de gás de Manati foi de 6,1 milhões de m<sup>3</sup> por dia no quarto trimestre de 2013, o que levou a uma média de produção de 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia neste ano. Estes valores foram similares aos obtidos em 2012.

A produção de gás de Manati permaneceu forte nas primeiras semanas de 2014 e, por esta razão, aumentamos a nossa expectativa média de produção diária do Campo para 5,5 milhões de m<sup>3</sup> para este ano, o que está no limite superior do intervalo que havíamos divulgado anteriormente.

Outra boa notícia é que o Consórcio concluiu o processo de licitação para a construção da estação de compressão de gás de Manati, e os resultados estão aguardando apenas as aprovações internas do operador. Quando a estação estiver operando, a produção de gás de Manati retornará à média de 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia, o que deve ocorrer em meados de 2015. A pintura da plataforma que será realizada no segundo trimestre deste ano não irá impactar a nossa produção.

No slide 8 temos o detalhamento dos nossos custos. No quarto trimestre de 2013 os custos operacionais subiram para R\$58 milhões, principalmente devido ao aumento de custos relacionados à amortização após o abandono do poço pioneiro de Manati.

Os custos operacionais foram de R\$210 milhões em 2013, o que representa um aumento de 15% refletindo principalmente os custos relacionados à manutenção da planta de gás de Manati, que ocorreu no segundo trimestre deste ano.

As despesas gerais e administrativas tiveram um aumento de 28% no quarto trimestre, e de 8% na comparação anual, refletindo o aumento do escopo das operações da Companhia e, conseqüentemente, do nosso quadro de funcionários. No final de 2013 a QGEP tinha 116 funcionários comparado a 78 no final de 2012.

No quarto trimestre, os gastos exploratórios totalizaram R\$55 milhões, incluindo R\$42 milhões relacionados à devolução do Bloco BM-S-12. Para o ano de 2013, os gastos exploratórios totalizaram R\$79 milhões.

Vamos passar para o slide 9. O CAPEX desembolsado pela QGEP no ano de 2013 totalizou US\$193 milhões, sendo que 80% deste montante foi gasto em exploração, incluindo as atividades no BM-J-2 e a aquisição dos blocos da 11<sup>a</sup> rodada.

Para 2014, esperamos um CAPEX de US\$155 milhões, dos quais US\$94 milhões serão gastos em atividades de desenvolvimento no Bloco BS-4. Em exploração, pretendemos investir US\$23 milhões para aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª rodada.

A nossa projeção de CAPEX para 2015 é de US\$115 milhões, com a maior parte deste valor a ser desembolsado nos Blocos BM-S-8 e BM-CAL-12.

Agora retornarei o *call* para o Lincoln que falará um pouco mais sobre os nossos principais ativos.

**Sr. Lincoln:** Obrigado, Paula. Passando para o slide 11, temos um maior detalhamento da evolução das nossas operações no BS-4.

Conforme anunciado, os resultados do teste de formação a poço revestido realizado no primeiro poço horizontal do Sistema Antecipado de Atlanta foram promissores. Eles nos mostraram que a capacidade de produção está próxima a 12 mil barris por dia e também confirmaram as excepcionais características do reservatório, bem como o óleo de 14 graus API, em linha com as nossas estimativas anteriores.

O próximo passo do processo de desenvolvimento do Campo é a perfuração do segundo poço horizontal que já está em andamento. Paralelamente, iniciamos o processo de licitação para as FPSOs, os nossos sistemas de produção flutuantes. Estamos trabalhando com dois cenários possíveis para o desenvolvimento de Atlanta, que são: a implantação do Sistema de Produção Antecipada ou o prosseguimento direto para o sistema definitivo.

Em ambos os cenários, a decisão deverá ser tomada no segundo semestre de 2014 e, independente da opção de escolha, esperamos o primeiro óleo de Atlanta ao final de 2015, início de 2016.

No Campo de Oliva, também localizado no Bloco BS-4, o plano de desenvolvimento inclui a perfuração de 5 poços produtores e 3 poços injetores, todos horizontais, que serão conectados às instalações de Atlanta para a produção.

Antes de prosseguir para o próximo slide, eu gostaria de falar brevemente sobre a situação do Consórcio do Bloco BS-4. Como já foi divulgado, um de nossos parceiros do Bloco, a OGX, deixou de aportar algumas chamadas de capital, que foram suportadas pela QGEP e pela Barra Energia em uma proporção de 50% cada uma.

Em 31 de dezembro de 2013, estas chamadas de capital totalizavam R\$73 milhões, que foram quitadas no decorrer de 2014, restando um saldo de aproximadamente R\$26 milhões referentes a outras chamadas de capital realizadas posteriormente. Estamos acompanhando a evolução do processo e estamos confiantes em uma solução conciliadora que não impacte o andamento do projeto.

No slide 12, temos uma atualização de nossas atividades no Bloco BM-S-8. Em dezembro, iniciamos a perfuração do poço de extensão da descoberta de Carcará, que foi interrompida em seu estágio inicial devido a problemas na sonda de perfuração.

No momento estamos avaliando 2 possíveis cenários para a retomada das atividades. No primeiro, a perfuração seria realizada em 2 fases com 2 sondas distintas. A primeira fase teria início no segundo trimestre deste ano e a segunda no quarto trimestre de 2014.

Num cenário alternativo, a perfuração se daria em uma única etapa com início no quarto trimestre de 2014. De qualquer forma, a fase final será perfurada com um equipamento específico para reservatórios profundos, que garanta alto nível de eficiência e segurança, com reflexos positivos nos custos do projeto, agora e no futuro. Para qualquer um destes cenários, esperamos que a perfuração e o teste de formação a poço revestido sejam concluídos até meados de 2015, com o primeiro óleo no final de 2018, como já reafirmado em relatório recente distribuído pela Petrobras no seu Plano de Negócios.

Ainda no BM-S-8, esperamos o início da perfuração do prospecto Guanxuma para o segundo semestre de 2015. O Consórcio está avaliando a viabilidade econômica da descoberta de Biguá e considera inclusive a possibilidade de devolver a área à luz da recente devolução da área de Abaré Oeste à ANP pelo Consórcio do Bloco BM-S-9. Neste caso, a QGEP iria incorrer em custos líquidos de R\$28 milhões referentes ao poço Biguá. O Consórcio deverá tomar uma decisão até o final do primeiro trimestre de 2014.

No slide 13, como vocês podem ver, continuamos a progredir nos demais ativos exploratórios. No Bloco BM-J-2, submetemos um Plano de Avaliação de Descoberta em dezembro de 2013 para a ANP, após o protocolo de uma notificação de descoberta em agosto daquele ano.

Esta notificação foi feita após a identificação de anomalias no detector de gás e de indícios de óleo em amostra de calha, em conjunto com a interpretação dos perfis de poços da seção pré-sal do poço perfurado. Estamos atualmente em discussão com ANP a respeito dos próximos passos para o Bloco e esperamos receber a aprovação do plano proposto durante o primeiro semestre de 2014.

A Companhia está em fase de contratação da aquisição dos dados sísmicos 3D para os blocos adquiridos na 11ª rodada da ANP. Esperamos iniciar esta aquisição para os ativos das Bacias do Espírito Santo, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão ainda em 2014. Para os ativos da Bacia do Ceará, os dados deverão ser adquiridos em 2015, seguidos pelos ativos da Bacia Pernambuco-Paraíba em 2016.

Passando para o slide 14, temos o cronograma com os principais eventos da Companhia que abrangem a nossa trajetória de crescimento. É importante salientar que temos os meios necessários para suportar, no curto e médio prazos, as nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção, incluindo o nosso balanço robusto e a forte geração de caixa.

Conforme apontado, esperamos o primeiro óleo do Campo de Atlanta para o final de 2015, início de 2016. A venda do óleo de Atlanta nos proporcionará um incremento de fluxo de caixa, o que nos permitirá continuar a trabalhar em outros projetos de desenvolvimento e exploração, como Carcará, onde esperamos o primeiro óleo para fins de 2018.

Embora tenhamos tido alterações nos cronogramas de determinados projetos, estes não modificam substancialmente o seu valor intrínseco. Acreditamos que a nossa sólida posição financeira e o nosso diversificado projeto de portfólio de ativos com alto potencial nos garantem uma posição privilegiada nos próximos anos.

Para completar, temos um time técnico experiente, políticas de gestão de riscos eficiente e a motivação cada vez mais crescente para avançarmos com sucesso em nossas atividades.

2013 foi um ano de muitos êxitos nas várias atividades da Companhia e acreditamos que esta criação de valor irá se refletir no nosso valor de mercado.

Com isto gostaria de abrir o *call* para perguntas. Operadora, por favor.

### **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 do Sr. Caio Carvalho, JP Morgan.

**Sr. Caio:** Bom dia Lincoln, Paula. Eu tenho duas perguntas aqui rápidas. Uma delas é referente a Atlanta. A gente viu que vocês estão comentando de um possível relatório de certificação de reservas para o segundo trimestre de 2014 e eu queria só entender, acho que isso mudou um pouquinho a minha expectativa, eu achava que vocês fossem pedir esse relatório só um pouco mais para frente. Eu queria saber o que mudou na cabeça de vocês para pedir o relatório agora e se realmente o meu entendimento anterior estava correto.

E a mesma coisa também, ainda em Atlanta, ligado ao *bidding process* para a FPSO, em que estágio que a gente está agora? Se você pudesse dar um pouco mais de luz para a gente de quais são os próximos passos. Eu entendo que a gente deve ter alguma informação no terceiro trimestre, mas eu queria saber um pouquinho melhor do passo a passo.

E a minha segunda pergunta é relativa ao prospecto de Piapara. Eu queria entender um pouquinho, eu estava esperando já ter uma definição do *drilling date* agora. Eu estou entendendo que vocês ainda estão analisando um pouco a sísmica.

A minha dúvida é se o *drilling decision* está tomado já, se, basicamente, o que vocês sabem já é suficiente para ter conforto com a decisão de perfuração e, na verdade, vocês só estão discutindo um pouco a questão do *timing*, ou se ainda existe alguma questão em relação à viabilidade da perfuração desse poço. São as minhas perguntas, obrigado.

**Sr. Lincoln:** Muito bem Caio, prazer em tê-lo conosco aqui. Bastante abrangentes as suas perguntas, hein.

De fato Caio, nós pretendemos antecipar um pouco esta certificação com relação à Atlanta para o segundo trimestre de 2014. Isto está muito baseado obviamente nos resultados que nós já obtivemos do teste, nós ficamos muito satisfeitos com os resultados e com a qualidade dos dados que nós obtivemos.

Furamos já o segundo poço, que também deverá ter um teste rápido, e com isto nós, então, decidimos antecipar esta divulgação, bastando a gente terminar esta interpretação quantitativa que requer este teste e do teste que em seguida teremos no segundo poço para que a gente passe estas informações, que a gente crê que são de suma importância para, na verdade, eliminar essa *liability* quem tinha cercado este projeto quanto à eficácia, quanto a OPEX, quanto a CAPEX e com tudo aquilo que virá.



A gente espera que desta forma a gente possa até divulgar já reservas em vez de volumes recuperáveis, que eram a tônica que a gente usava como uma maneira muito cautelosa de encarar isto. Mas nós sempre tivemos muita confiança no que estava sendo feito, então, a gente vai passar agora estes dados para uma certificadora que deverá fazer.

Nós estamos trabalhando com isto ainda, mas esta é a nossa perspectiva e isto está muito calcado nos excelentes resultados que nós tivemos com relação a este Campo e a todo o trabalho operacional que foi feito com relação à perfuração, à completação, que foram passos muito importantes, de coisas que foram feitas talvez conjuntamente pela primeira vez no Brasil em reservatórios de baixo soterramento e em água profunda. Então, nós estamos muito contentes e queremos obviamente incorporar estes bons resultados no nível da certificação.

Com relação à FPSO neste processo, o Danilo vai te dar detalhes e de Piapara, o Michelucci te responde.

**Sr. Danilo:** Bom dia, Caio. O *bid* do FPSO para Atlanta começou exatamente há 16 dias atrás e nossa estimativa é de que dure 4 meses. Então, em meados de junho nós teremos a conclusão do *bid* e esperamos estar assinando o contrato em julho deste ano.

Este FPSO é a única coisa que nos separa do primeiro óleo de Atlanta e nós estamos confiantes que vamos conseguir um FPSO ainda para 2015, ok?

**Sr. Caio:** Perfeito, obrigado.

**Sr. Sérgio:** Caio, bom dia, é Michelucci falando. Caio, o processamento destes novos dados sísmicos foi concluído no final do primeiro semestre do ano passado e eles ainda estão em fase de interpretação, mas as análises até o momento já confirmaram o potencial da seção pré-sal no Bloco BS-4.

Como este projeto de perfuração do Piapara é um projeto que vai consumir muito investimento, um poço pré-sal nas condições que se imagina para o Bloco BS-4, é na ordem de US\$200 milhões; então, em função dos problemas que estão ocorrendo dentro do Consórcio, não nos permitiram ainda definir o cronograma de perfuração desta seção pré-sal.

Então, nós temos que aguardar o desenrolar da situação dentro do bloco para tomar esta decisão porque nós não temos dúvida dentro da QGEP que nós estamos diante de uma bela oportunidade exploratória, né.

Nós temos que verificar isto e discutir as interpretações que nós chegamos até o momento com os parceiros para definir este cronograma de perfuração do que a gente chama do prospecto Piapara.

**Sr. Caio:** Perfeito Sérgio, muito obrigado pelas respostas.

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

**Sr. Frank:** *Hello, good afternoon. Just a couple of things. One, I was wondering if you could discuss the reasons that depreciation seemed to arise so much in the quarter, versus the prior quarters, and what is your expectation for depreciation expense in 2014?*

*And secondly, for the CAPEX, as you look in 2014, it seems to be lower than before. I was just wondering if you could explain the reasons for the decline, I just assume it's delays in projects, but maybe you could help us to understand that a little bit better. Those would be the two questions I have. Thank you.*

**Sra. Paula:** *Hi Frank, I'll change to Portuguese to answer your question.* Então, acho que a primeira pergunta foi relacionada ao aumento da depreciação neste último trimestre de 2013, no quarto trimestre de 2013 e o que aconteceu, na verdade, foi uma revisão no número que a gente tinha para provisão de abandono do Campo de Manati.

No segundo trimestre deste ano, a gente fez o abandono do poço pioneiro de Manati e a gente acabou incorrendo num custo maior do que o que tinha sido provisionado originalmente, então, com isto a gente precisou rever a provisão de abandono para todos os poços do Campo, e isto aumentou a minha provisão.

Ela não tem um efeito caixa imediato porque esta provisão, este fundo para o abandono dos poços seria constituído ao longo da produção de Manati para que seja feito o abandono lá no final da produção. Ela é constituída ao longo do tempo, então ela tem um efeito caixa diluído e o efeito no resultado é que esta provisão é incorporada ao ativo e é depreciada também de acordo com a curva de produção do projeto.

Então, isto aumentou a minha parcela depreciada por unidade produzida e o mesmo efeito vai se refletir para o próximo ano, né, que eu acho que foi a sua pergunta, como é que a gente espera o próximo ano, então, o mesmo efeito vai se refletir no próximo ano.

Com relação ao CAPEX de 2014, as principais variações que a gente têm são relacionadas ao atraso de Carcará, o atraso no poço de extensão de Carcará, a alteração no cronograma do BM-CAL-12 e a exclusão do prospecto de Piapara.

Na verdade, Piapara, como o Michelucci comentou, a gente está aguardando a solução do Consórcio que a gente acredita que vai evoluir bem nos próximos meses, mas por enquanto a gente ainda não tem uma data certa, então ele saiu do nosso cronograma de CAPEX.

Além disso, a gente tem o Bloco BM-S-12 que foi devolvido agora para a Agência, então a gente tinha US\$25 milhões orçados para 2014 que também acabaram reduzindo a nossa expectativa de CAPEX para o próximo ano.

**Sr. Frank:** *Okay, thank you. If I could maybe perhaps follow-up with just one other question. In terms of the process with BS-4 within the Consortium, what are your thoughts about, I guess, the potential options here and if in the end, it led to Queiroz Galvão having a higher stake in the field, is that something that you would be happy to see happen, or would you prefer to bring another partner if you got to that sort of situation?*

**Sr. Lincoln:** *Ok Frank, as well I will try to answer in Portuguese for benefit of the others.*

Frank, nós temos reafirmado a intenção de que a Companhia não deseja aumentar o seu *stake* no BS-4. Não porque ela não veja valor, nós damos muito valor do BS-4. Nós temos uma estratégia de crescimento hoje, ela está muito focada na diversificação das nossas fontes de receita e nós estávamos com isto buscando outras oportunidades, inclusive de mercado, que tiveram no ano passado e que provavelmente voltarão ainda este ano para que nós pudéssemos fazer esta diversificação.



No entanto, nós acompanhamos isto, faz parte do nosso dia-a-dia, a evolução do processo que está ocorrendo com um dos nossos sócios e sem dúvida nenhuma a Companhia sempre vai estar aberta a uma oportunidade que seja (de mercado) bastante atraente. Se isso vier a ocorrer, sem dúvida a Companhia vai avaliar, sem dúvida nenhuma.

O projeto ganha corpo, o projeto se torna cada dia mais importante para todo o Consórcio de qualquer maneira, mas não é uma intenção nossa de partida buscar um aumento do nosso *stake* neste bloco.

Mas nós acompanhamos e sem dúvida nenhuma a nossa intenção é sempre agregar valor aos nossos investidores, e se isto for algo que resulte num ganho que justifique uma mudança na estratégia, nós vamos considerar. Mas não é algo que nós temos no nosso radar como prioridade.

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

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

**Sra. Luana:** Oi, boa tarde a todos e obrigada pelo *call*. Eu queria tirar duas duvidinhas rápidas. A primeira seria sobre o BM-S-8. Eu queria entender se a postergação dos resultados da perfuração e do teste do primeiro poço de extensão para meados de 2015 podem, de alguma forma, alterar o cronograma no desenvolvimento, vide esta necessidade de grande cautela na perfuração dos reservatórios do pré-sal.

E a segunda pergunta seria para a Paula. Vendo aqui no balanço os créditos com parceiros que apareceu no terceiro trimestre de 2013, de mais ou menos 41 milhões, e agora ele subiu para R\$116 milhões. Eu queria entender o quê que está por trás destes créditos com parceiros? Muito obrigada.

**Sr. Sérgio:** Luana, boa tarde, é Michelucci que está falando. Essa questão do BM-S-8, do atraso na perfuração do poço de extensão, a princípio não tem nenhum impacto no cronograma do primeiro óleo do bloco, né, da acumulação do Carcará. A Petrobras acabou de reafirmar que o primeiro óleo continua esperado para 2018, né. O que se está buscando no bloco é se reduzir os custos da perfuração.

Vocês podem lembrar que o poço Carcará, que a gente estimava perfurar em 6 meses, acabou sendo perfurado em um ano, com um aumento de custos, que dobrou o preço do poço, e é este tipo de coisa que se está buscando com estas modificações tecnológicas que está se introduzindo no projeto. Então, vai se buscar uma maior eficiência operacional, com mais segurança operacional também e também se busca diminuir o dano aos reservatórios na hora da perfuração.

Tudo isso daí, como o Lincoln já falou, tem um impacto muito grande no andamento do projeto, né. Causou estes atrasos neste momento, mas com a adoção dessa tecnologia aí, do MPD, a gente espera daqui para frente acelerar a perfuração dos poços, o que impacta tanto o andamento do projeto como vai reduzir significativamente o andamento dele, já que os grandes investimentos são justamente na perfuração de poços.

**Sra. Luana:** Está ótimo.

**Sra. Paula:** Bom Luana, com relação a sua segunda pergunta, crédito com parceiros, só pra te explicar o quê que cai nesta conta na verdade. Esta conta tem basicamente 2 componentes: um relacionado aos blocos onde a gente não é o operador e é onde a

gente faz um adiantamento para o operador e depois ele presta contas para gente de onde ele investiu aquele dinheiro.

Então, neste momento, entre o tempo que eu faço o adiantamento até ele gastar esse dinheiro e me dizer exatamente onde ele gastou esse dinheiro, a gente contabiliza este adiantamento que eu fiz em créditos com parceiros. Então, eu tenho alguns valores aqui que são relacionados a blocos não operados pela Queiroz Galvão aonde eu já fiz um adiantamento, mas ainda não aloquei para o meu imobilizado por que eu ainda não recebi do operador a alocação exata de onde este dinheiro foi empregado. Então, esse é o primeiro componente desta conta.

Num segundo componente estão os blocos onde eu sou o operador e aí eu tenho serviços já prestados, valores já realizados dentro do projeto, mas que o fornecedor ainda não me cobrou. De alguma forma eu contabilizo a parte que eu vou cobrar dos meus parceiros também nesta conta, que depois vai se tornar uma cobrança para o parceiro e aí quando ele me pagar isto entra no caixa da Companhia.

Então, eu sempre vou ter algum valor circulando nesta conta independente do que está acontecendo ou não com a OGX, né. O efeito que a gente teve de um trimestre para o outro, este aumento que a gente teve, uma grande parte dele foi explicado pelos valores que eu tinha pendente em 31 de dezembro pelos *cash calls* já emitidos, já cobrados e não pagos ainda pela OGX.

Não sei se você está lembrada, em 31 de dezembro a gente tinha 73 milhões de *cash calls* do consórcio já cobrados da OGX e ainda não pagos, que foram pagos agora em 2014, então, já foram quitados. Destes R\$73, 50% eram carregados pela Queiroz Galvão e 50% pela Barra Energia. Esse efeito do carregamento também impacta essa minha conta de créditos com parceiros.

**Sra. Luana:** Entendi. Perfeito Paula, muito obrigada.

**Sra. Paula:** De nada.

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

**Sr. Luiz:** Boa tarde pessoal, Paula, Lincoln, Michelucci e Danilo. Eu tenho duas perguntas. A primeira é em relação ao BM-S-8, vocês colocaram aqui que agora a perfuração está sendo decidida se será feita em uma ou duas fases.

Eu queria entender só um motivo para, vamos dizer assim, uma possível mudança, se é realmente a disponibilidade do MPD ou de uma sonda sem o MPD para perfurar a primeira parte ou se é efetivamente algum equipamento que suporte maior pressão com 15.000 PSI? Esta é a primeira pergunta.

A segunda pergunta é em relação a Atlanta. Durante comunicado, vocês tinham mencionado que tinham identificado na parte superior do *guidance*, agora você já colocaram que ficou próximo dos 12 mil, mas eu queria entender, depois deste segundo poço, se vocês pretendem efetivamente dar ou tentar cravar um valor, vamos dizer assim, abrir o valor para os investidores do resultado deste poço.

E aí, só um *follow-up* nessa segunda pergunta, acho que é até um *follow-up* em cima da pergunta do Frank. Se o resultado de Atlanta teoricamente deixa vocês mais interessados num possível *farm-in* de um *stake* da OGX, caso realmente a OGX decida vender para frente? Obrigada.

**Sr. Lincoln:** Bom dia Luiz, é o Lincoln falando. Olha, as duas etapas têm um significado. A ideia era tentar fazer uma primeira parte do poço indo até o topo ou até a base do sal de forma a adiantar o processo de perfuração. Essa era a tônica. Fazia com uma sonda comum, obviamente preparada para furar em água profunda, sem dúvida nenhuma, mas esta primeira etapa que consiste da perfuração até a base do sal, ela prescinde do MPD. MPD é essa ferramenta nova que está sendo instalada em várias sondas pela Petrobras de forma a dar maior capacidade operacional e maior segurança para estas perfurações.

E a segunda fase seria o quê: aí viria uma sonda com este tipo de equipamento para terminar o poço, ou seja, a hora que o poço entra nos reservatórios, que é onde nós precisamos desta ferramenta para ter uma eficácia maior de perfuração.

O operador está trabalhando isso e o consórcio está trabalhando nisso junto com operador, vendo possíveis saídas para isto. Se houver uma sonda que receba este equipamento com prazo menor, pode até ser que a gente faça o projeto de uma vez só. De uma vez só, e não em duas fases, que tem os seus ganhos também. Faria de uma vez só.

O problema é que esta instalação e a construção destes equipamentos (há uma série deles que estão sendo construídos e instalados) eles têm um prazo para chegar, e este prazo é que obviamente o operador está trabalhando e a melhor solução que ele tem hoje é fazer esta segunda etapa em novembro. Agora, se isso se confirmar, pode até ser que a gente opte por fazer de uma vez só em novembro, ou se isso chegar antes fazer até um pouco antes.

Então, isto é uma coisa que nós estamos avaliando. A intenção de fazer duas vezes é só para acelerar, está certo, então, se a gente fizer a primeira fase que seria até o topo do sal ou base do sal (isto ainda não está certo) a gente já iniciaria a segunda fase a uma profundidade considerável e o restante seria furar o reservatório e fazer o teste, e com isto a gente abreviaria talvez um pouco este resultado, mas ainda em 2015.

Então, esta situação que está se trabalhando. A Petrobras está trabalhando com muito empenho e nós também, juntamente conosco, para ver se a gente equaliza de uma forma mais adequada ou aquela melhor que nos proporciona um resultado confiável e o mais cedo possível. Daí as duas etapas, tá bom?

Com relação à Atlanta e ao teste, o Danilo fala com você um pouco e depois a gente pode voltar com relação à sua terceira pergunta.

**Sr. Danilo:** Boa tarde, Luiz. O que significou para a gente este resultado do teste de Atlanta? Confirmando as nossas simulações, o teste está na previsão de capacidade de produção conforme nós tínhamos estimado de 12 mil barris por dia e até um pouco mais.

Isto se traduz em três grandes *upsides* para o campo: o primeiro é que eu tenho um volume maior para lidar com FPSO, que me permite um patamar de produção mais longo do que se eu tivesse poços com 6 mil ou 7 mil barris. Então, por exemplo, com dois poços eu posso produzir 24 mil antecipando produção, ao invés de 12 mil. Com três poços 36 mil, isto não significa que eu vá aumentar a minha capacidade de FPSO, mas me dá uma melhora na minha curva de produção.

A segunda coisa é que o uso de bomba de fundo pressupõe um tempo entre falhas. Se eu tenho poços com maior capacidade, quando eu tiver que parar 1 ou 2, os outros

podem suprir esta falta destes 2 poços mantendo ainda a alteração do meu FPSO do meu topo.

E a terceira grande vantagem é que em poço que produz 12 mil barris com uma bomba no fundo, se ao invés no fundo do poço colocá-la no fundo do mar ele não vai produzir estes 12 mil, pode cair até 20 a 30%, mas vai me proporcionar uma grande economia no Opex porque eu não preciso de uma sonda para substituir a bomba, eu não preciso reentrar no poço, eu posso fazer a alteração de substituição da bomba no fundo do mar com barcos ao invés de sondas, o que são mais fáceis de encontrar e muito mais baratos.

Então, são 3 *upsides* grandes para o projeto de Atlanta, ok?

**Sr. Lincoln:** Bom, muito bem, Luiz, com respeito ainda ao complemento da pergunta que você nos pediu sobre Atlanta, eu renovo aquilo que foi dito. A Companhia tem uma estratégia bem fundamentada, bem calcada na diversificação de fontes de receita.

Temos Manati, que é gás; Atlanta, brevemente vamos estar produzindo e depois vem Carcará. Mas nós continuamos ainda nesta estratégia da diversificação das nossas fontes de receita. Isto não quer dizer que eu vá para exploração. É olhando para outras oportunidades eventuais de desenvolvimento e eventualmente até de algumas descobertas – não reservas, não produção – mas desenvolvimento que poderiam estar no radar da Companhia, em função de vários desinvestimentos que estavam sendo feitos no país; da Petrobras, de outras companhias, e etc.

Nós continuamos com esta idéia da diversificação, porém, acreditamos no valor que a cada dia o Campo de Atlanta tem crescido a nós e ao Consórcio. De qualquer maneira, isto é um ponto indubitável para nós. A cada dia que passa mais obviamente este campo ganha valor, e nós estamos aqui avaliando o quê que vai acontecer. Se num determinado momento esta for uma situação que se coloquem na mesa e que seja adequada sob o ponto de vista de criação de valor no nosso portfólio para os nossos acionistas, nós vamos avaliar. Mas, em princípio, nós não temos nenhum tipo de tratativa que nos leve hoje à compra da participação da OGX, e muito mais, nós gostaríamos que se eles forem vender, que viesse um outro parceiro com músculos, com disponibilidade e que a gente possa manter este projeto como ele está indo.

Até agora nós temos o firme propósito, juntamente com a Barra, e queremos que a OGX também, de manter este propósito da melhor forma e com a melhor saúde possível para que a gente esteja produzindo em 2015 ou 2016. Mas sempre nós vamos estar atentos a qualquer oportunidade que seja adequada e que traga valor aos nossos acionistas.

**Sr. Luiz:** Ficou claro Lincoln, muito obrigado. Danilo, só se você me permite fazer um *follow-up* em um ponto que você mencionou, aliás, muito boa a sua resposta dando os 3 *upsides* em relação a Atlanta, mas só um *follow-up* pequeno.

Quando você fala que a produtividade de 12 mil barris por dia ou um pouco mais ou um pouco menos não alteraria ou não significaria um aumento da capacidade da FPSO, é por quê? Para mim, na minha cabeça, uma coisa estaria atrelada à outra. Obrigado.

**Sr. Danilo:** Ok. Anteriormente nós fizemos, antes do *bid*, nós fizemos um estudo detalhado de custos de FPSO associado ao processamento deste óleo e verificamos que 80 mil barris é o valor ótimo deste FPSO para tratar este tipo de óleo. Por quê? A cada 10 mil barris a mais este custo sobe exponencialmente e não linearmente.

Porque, praticamente, este FPSO é dotado de um grande poder de aquecimento desse óleo, caldeiras. A segunda coisa é a geração de energia para bombas. Então, quando a gente sobe de 80 mil, o preço aumenta muito e não justifica pelo tempo que o patamar de um volume de produção superior a esta demandaria.

**Sr. Luís:** Muito claro. Perfeito. Obrigado, pessoal.

**Operadora:** Nossa próxima pergunta vem do Sr. André Sobreira, Credit Suisse.

**Sr. André:** Boa tarde pessoal. Duas perguntas. Uma talvez para o Michelucci. Sobre a rodada 11 eu queria saber como é que vocês (está muito cedo ainda, mas) como é que vocês estão percebendo os desafios logísticos da região tanto no *bid* para sísmica quanto eventualmente num *bid* para sonda? E como é que vocês estão pensando em adequar estes desafios? Vocês estão pensando em fazer um *share* de *drilling rigs*, fazer um *bid* conjunto para sísmica com outros operadores de outros blocos, etc.?

Segunda pergunta, talvez para Paula, como é que você está vendo o balanço da empresa, Paula, agora que o CAPEX de 2015 ficou um pouco para frente, talvez a necessidade de vir para o mercado de dívida também fica um pouco para frente ou talvez em 2015 você eventualmente venha, por exemplo, para a dívida e qual o nível de caixa mínimo que você se sente confortável para a QGEP? Obrigado.

**Sr. Sérgio:** André, boa tarde. Bom, com relação à sua pergunta relativa à rodada 11, a coisa já avançou bastante, né. Nós já temos blocos com a sísmica contratada, que é o caso dos blocos da Bacia do Espírito Santo, onde o operador é a Statoil.

Nós concluímos a licitação para os blocos que nós operamos na Bacia de Pará-Maranhão, já tivemos a aprovação interna aqui da Companhia e estamos aguardando a aprovação agora do parceiro. Na Foz do Amazonas nós também estamos com as negociações bastante avançadas para a contratação da sísmica também por lá, onde também já tem inclusive um navio fazendo aquisição de dados.

Obviamente todas as operadoras no momento estão conversando entre si, né, então, para resolver justamente o desafio maior principalmente na margem equatorial, que é a questão da perfuração. Então, nós já estamos discutindo tanto a parte da logística quanto a participação em *rig clubs*, né, e também fazer um *pool* para aquisição de dados relativos aos estudos de meio ambiente.

Então, os desafios são grandes, mas eu acho que não vão ser difíceis de serem superados porque as companhias viram que só através de uma sinergia grande entre os vários operadores é que vai facilitar isto daí e vai possibilitar que a gente tenha sucesso.

Então, a gente não antecipa grandes problemas do ponto de vista da logística e dos *rig clubs*. Talvez o problema maior vá ser superar as dificuldades relativas à falta de dados de meio ambiente que suportem e o licenciamento ambiental, mas para isto inclusive já existem iniciativas dentro do Instituto Brasileiro do Petróleo, entre as companhias e o IBP e com o IBAMA para realmente chegar a uma solução onde se consiga o máximo de sinergia e se corra, então, os menores riscos em relação à emissão dessas licenças.

**Sra. Paula:** Oi André, é Paula falando. Com relação à sua segunda pergunta, como você viu, né, na verdade o balanço da Companhia neste momento está bastante forte, a gente terminou o ano com uma posição de caixa de 1 bilhão no caixa, né, o caixa líquido de R\$838.

A gente já tem a dívida no nosso balanço, que é uma dívida da FINEP. Com relação à ida ao mercado para uma outra alavancagem sem ser a FINEP eu acho que ele vai depender um pouco do passo do desenvolvimento de Atlanta. A gente agora está fazendo esta licitação, está olhando 2 cenários diferentes, um cenário com FPSO maior e aí com isto teria o *ramp-up* da produção e por isso a perfuração dos poços seria mais acelerada, e um outro cenário com um FPSO menor, né.

Este valor que a gente mostra aqui na nossa apresentação ainda é um cenário de SPA, ou seja, ainda é um cenário com um FPSO menor e por isso uma perfuração menos acelerada dos poços. Se a gente decidir pelo FPSO maior a gente vai ter mais poços sendo perfurados, um aumento no CAPEX e, portanto, uma antecipação da nossa ida ao mercado. Eu diria que isso deve acontecer entre 2015 e 2016, talvez mais para 2016. Mas, de novo, eu acho que o fator decisório vai ser o passo do desenvolvimento de Atlanta.

Com relação ao caixa mínimo da Companhia, eu acho que ele varia um pouco de acordo com a etapa, ou a fase de crescimento que a Companhia está. Então, acho que no momento onde a gente tem o CAPEX mais elevado, a gente vai acabar tendo um caixa mínimo de conforto também um pouco mais elevado para a gente conseguir garantir este CAPEX nos meses seguintes.

Em momentos onde a Companhia for mais geradora de caixa naturalmente o caixa também vai estar mais alto, mas aí eu acho que o conforto com relação ao caixa também fica maior, né, então eu acho que na verdade, dentro da nossa política, ele varia um pouco de acordo com o *timing* da companhia.

**Sr. André:** Ok Paula, você pode dar algum *range* de onde é que você se sente confortável com o caixa mínimo da empresa hoje, no cenário atual?

**Sra. Paula:** Eu acho que é importante a gente olhar pelo menos pelo nosso CAPEX de 4 a 6 meses, pelo menos, para frente.

**Sr. André:** Ok, está bom, obrigado.

**Sra. Paula:** De nada.

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

**Sr. Pedro:** Bom dia, bom dia Lincoln, bom dia Paula, Danilo, todos. Que eu tenho algumas perguntas, na verdade uma série de perguntas objetivas. E perdão se alguma delas já tiver sido respondida aqui. A primeira delas é sobre o projeto de Atlanta. Vocês têm alguma previsão para a conclusão do segundo teste de formação do poço?

E eu queria entender se o resultado da produtividade por poço sendo bem mais positivo do ponto de vista de IP até agora impacta de alguma forma a percepção ou objetivamente os números de passe de recuperação do campo que estavam originalmente previstas, se eu não engano em torno de 17 a 19%. Existe alguma taxa nova que vocês possam compartilhar diante dos resultados do teste de formação?

Segunda pergunta ou a segunda parte da pergunta aqui é sobre a previsão de licitação e contratação dos equipamentos de produção do Carcará. Você já tem algum posicionamento do operador sobre quando será iniciado este processo?



E por último, vocês têm alguma atualização do cronograma de perfuração do Guanabara profundo? Obrigado.

**Sr. Danilo:** Boa tarde, Pedro. Com relação à Atlanta, este IP, a produtividade do poço, ele não altera o nosso prognóstico inicial de taxa de recuperação. Teoricamente esta taxa de recuperação só será revisitada após alguns anos de produção e a verificação real da alteração da pressão do campo.

Por enquanto o teste não é suficiente para dar dados, mas, de novo, a taxa de recuperação que a gente utiliza é conservadora e está abaixo daquelas para campos similares para óleo e o arenito que ele está situado. Mas, de novo, não há inicialmente uma alteração na nossa estimativa da taxa de recuperação.

Quanto ao resultado do segundo poço, nós estamos em perfuração e a nossa estimativa é que em 30-40 dias a gente já tenha um resultado do segundo teste.

**Sr. Lincoln:** Pedro, com relação ao FPSO do Carcará, quer dizer, a Petrobras recentemente divulgou o seu programa e Carcará está lá com o primeiro óleo em 2018.

O que a gente já tem feito, eu não posso falar em nome do operador, a Petrobras toca isto de uma maneira conjunta e há sempre estudos de uma área que ajudam na outra e etc., mas o que a gente já tem visto é que os estudos que levam à qualificação do tipo de processo que vai ter, como é que vai ser aquela planta, aquilo que se costuma chamar dos *top sides*, esses estudos com relação a Carcará, eles já estão em pleno andamento e nós acompanhamos com a Petrobras. Eles já estão em andamento, a Petrobras já está fazendo estes estudos e claro que outros dados virão, por exemplo, os dados de testes serão importantes, também trará "N" especificações que se precisa para a FPSO.

Então, a data exata para o lançamento da licitação nós não temos ainda. Talvez nem a Petrobras tenha ainda esta data exata, mas todos os estudos preparatórios que vão fundamentar a licitação estão em andamento já. Todos eles. E que, obviamente, leva em consideração a característica de cada campo, do potencial ali da produção, do tipo de óleo, da razão gás-óleo, e você sabe que as áreas do pré-sal tem uma razão gás-óleo alto, ou seja, tem produtividade de gás alta. Então, o equacionamento não é só de unidade de produção, mas é também e, sobretudo, voltado ao escoamento deste gás. Felizmente até o momento Carcará não tem CO<sub>2</sub> de forma que preocupe, então, este será um gás que em princípio deverá ser escoado.

Então, este é um estudo conjunto que está sendo feito. A gente vê, a Petrobras está andando rápido também com isto e é difícil para nós hoje precisar quando sai a licitação, mas todos estes estudos de base, de projetos, do anteprojeto, de projeto conceitual que vão levar à licitação da unidade já estão em andamento e nos parece que não vão demorar muito, dado que a Petrobras reafirmou a intenção de ter o primeiro óleo em 2018. Então, isto com certeza nos leva a este tipo de análise que esta decisão não vai demorar muito, em 2014, 2015, provavelmente eles já estarão saindo com esta licitação. Mas isto, veja, é um *feeling* que a gente tem do projeto e das reuniões que a gente tem mantido com a Petrobras com respeito a Carcará.

Muito bem, o Guanabara Profundo, o Michelucci está aqui do meu lado, mas eu vou me permitir dizer o seguinte: a Petrobras continua trabalhando com este projeto, é um projeto importante também e profundo. Tem uma vertente de gás alta, nós mesmos divulgamos, na nossa opinião (não é da Petrobras) que pode ter um retorno de gás forte para este projeto. Nós atribuímos até 70% de gás, 30% de óleo leve. Esta é a área da Bacia de Campos que tem o melhor óleo até agora já descoberto num campo que foi

subcomercial (chamado Rio de Janeiro 150), então, é uma área que tem óleo leve. E para tanto, seria um dos primeiros poços a perfurar também abaixo do sal, e para tanto precisa de equipamentos especiais.

A Petrobras já está estudando e vendo a forma de aquisição desses equipamentos e hoje nós aguardamos (a QGEP) para que seja efetivamente partícipe deste projeto, a gente aguarda a resolução da ANP e do próprio CADE. Esta é uma das áreas que deverá aguardar um pronunciamento e a Petrobras tem todo um *pipeline* de projetos que estão indo para esta avaliação. Então, é algo puramente administrativo, mas, de fato, com todas estas modificações que tiveram no processual para o *assignment* do bloco, de vários blocos inclusive, ele sofreu este pequeno atraso indo provavelmente para 2015 ou 2016, em verdade.

Então isto é mais ou o que a gente está esperando, mas a gente crê que é puramente administrativo e nós temos muita confiança também nesta área por ser um projeto de água rasa, em frente de uma zona altamente demandante por gás, com crescimento industrial muito grande e que a gente acredita que foi uma estratégia muito boa e só estamos, na verdade, acompanhando e aguardando o desdobramento dos aspectos administrativos junto à ANP.

**Sr. Pedro:** Perfeito, muito obrigado gente.

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

**Sr. Vicente:** Oi, bom dia a todos. A minha pergunta vai para o Danilo. Na verdade, é um *follow-up* de uma resposta que você deu para o Luiz, Danilo. Você tinha falado que a produtividade do poço estava indo bem (de Atlanta, né), estava potencialmente até um pouco acima de 12 mil, mas que talvez ficasse 20 ou 30% abaixo. Só queria entender o porquê isto? É sem a bomba? Obrigado.

**Sr. Danilo:** Boa tarde, vamos lá, eu te esclareço. Os poços de Atlanta irão produzir com uma bomba elétrica submersa. O nosso projeto contempla que esta bomba esteja instalada no fundo do poço, ou seja, logo na saída do reservatório. Isto foi o que a gente testou e aponta para a produção de cerca de 12 mil barris por dia, uma capacidade de produção de 12 mil barris por dia.

Quando falei de 20% a menos, significa nós trocamos a posição desta bomba, tirarmos do fundo do poço, e colocamos 800 metros acima, ou seja, no fundo do mar, a 1.550 metros de profundidade. Com isso, a produção do poço se reduz em cerca de 20%. Ou seja, esta produtividade cai para cerca de 9.000-9.500 barris por dia, mas se traduz em uma economia no OPEX extraordinária, por conta de não utilizarmos mais uma sonda para troca de bomba no caso de falha, porque podemos trocá-la no fundo do mar utilizando um barco, que é 30% do custo de uma sonda e tem uma maior disponibilidade.

Uma sonda eu preciso de um tempo para contratar e a disponibilidade dela não é tão grande quanto de um barco, então eu permaneço com o poço menos tempo parado e faço a troca da bomba a um custo muito menor. Então, esta diminuição da produtividade é se eu resolver deslocar a posição da bomba elétrica de fundo.

**Sr. Vicente:** Perfeito, muito claro, excelente. Obrigado.

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

Novamente, para fazer uma pergunta, por favor, 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:** Mais uma vez eu quero agradecer a todos pelo tempo que passaram conosco, pelas perguntas e sempre, como tem sido nosso hábito, de renovar a nossa crença de um futuro brilhante para esta Companhia calcado num trabalho sério, num trabalho de muita iniciativa das pessoas, de muito entusiasmo. Esperamos poder, sempre, estar trazendo boas notícias para vocês, mas, sobretudo, reforçando a nossa transparência com relação às nossas atividades e os nossos resultados.

Quero renovar também a disponibilidade da nossa equipe de RI para atendê-los sempre que for necessário e mesmo de toda a Diretoria, de tal forma que a gente possa ter uma comunicação muito azeitada com todos vocês.

Agradeço mais uma vez, muito obrigado, boa tarde e bom Carnaval a todos.

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