

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao terceiro trimestre de 2012. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, Sra. Paula Costa, Diretora Financeira e de Relações com Investidores e o Sr. Jacques Saliés, nosso Gerente de Produção.

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 seu encerramento por um período de uma semana.

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

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

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: bom dia a todos e obrigado por participarem da nossa teleconferência, para apresentar os resultados financeiros e operacionais do 3T12. Estão aqui comigo Paula Costa nossa diretora financeira e de relações com investidores e Jacques Saliés, nosso gerente de produção.

Apresentaremos uma visão geral de nossos resultados do 3T e dos primeiros 09 meses do ano de 2012, bem como uma atualização do nosso portfólio de ativos incluindo nosso mais recente *farm-in* na Bacia de Campos.

Por fim, apresentaremos os próximos marcos da Companhia e depois abriremos o *Call* para perguntas.

Passando para o slide 3, este foi um período de progresso significativo para a QGEP onde continuamos a executar a estratégia de desenvolver o nosso portfólio de ativos de maneira balanceada. Dentre os destaques do trimestre ressaltamos que os níveis de produção do Campo de Manati permaneceram elevados e demos continuidade às atividades de exploração e produção nas nossas concessões. O terceiro trimestre foi também um período de excelentes resultados operacionais e financeiros para a QGEP e reforçamos nossa posição como uma das Companhias independentes de óleo e Gás mais sólidas financeiramente do país.

Durante o quarto trimestre atingimos a profundidade final do Poço Carcará no bloco BM-S-8 na Bacia de Santos e iniciamos uma importante fase de testes neste

projeto de extrema relevância para a Companhia e para os nossos parceiros. No bloco BS-4 continuamos com as atividades relacionadas ao desenvolvimento dos campos do pós-sal de Atlanta e Oliva onde somos o operador. Estamos negociando contrato de serviço e de *long lead items* incluindo sondas e outros equipamentos necessários para iniciar atividades de perfuração durante o segundo semestre de 2013. Outro destaque é o mais recente *farm-in* de 3 blocos da concessão BM-C-27 em águas rasas da Bacia de Campos.

Podemos dizer que estamos muito satisfeitos com essa oportunidade que adiciona valor no nosso portfólio de ativos e nos permite uma diversificação de nossa área de atuação. Estes são os nossos primeiros ativos na Bacia de Campos e que incluem objetivos no pré-sal. Nossa participação de 30% nos permitirá o acesso a valiosos dados geológicos da área e do entorno, fortalecendo nossa posição para potenciais aquisições no futuro.

Gostaria de destacar também a nomeação pelo conselho de administração de nossa Companhia do Sr. Sergio Michelucci como novo diretor de exploração da Companhia. Michelucci é formado em Geologia com especialização em Geofísica, tendo atuado em diversas posições gerenciais na Petrobras e detém vasto conhecimento das bacias brasileiras e do exterior quando atuou pela área internacional da Petrobras. Estamos muito confiantes com a sua capacidade de assumir esta função fundamental na Companhia e continuar com a nossa estratégia de crescimento na área da exploração.

Passando agora para o slide 5, apresentamos os níveis de produção do Campo de Manati. Como vocês sabem este campo, localizado na Bacia de Camamu, é um dos maiores campos produtores de gás não associado no Brasil, onde temos a participação majoritária de 45% e a operação é da Petrobras. No 3T12 a produção média diária de gás atingiu 6.7 MM de m³, patamar similar ao registrado no trimestre anterior.

Observamos também que em relação ao terceiro trimestre de 2011, tivemos um aumento de 60% na produção. Esse acréscimo é justificado sobretudo pelo aumento na demanda das termoeletricas da região. Nossa previsão é que a capacidade média de produção diária, seja de 6 MM de m³ por dia para o ano de 2012, considerando a produção de outubro que ficou em 5.7 MM de m³ por dia e em nossa avaliação permanecerá neste mesmo nível até o final do ano.

Uma manutenção programada para o campo deverá ocorrer no primeiro trimestre de 2013 e o custo esperado é de R\$ 15 milhões, já líquido para a Companhia.

Passemos agora para os nossos ativos exploratórios. No slide 6 temos uma revisão de nossos resultados mais recentes do Bloco BM-S-8. No início do quarto trimestre atingimos a profundidade final de 6.671m no Poço Carcará e a próxima fase que compreende a realização de testes de formação a poço revestido para determinar o potencial de produção do reservatório esta em andamento. Os dados obtidos até o momento apontaram uma expressiva coluna de pelo menos 471 metros de óleo de 31° API dos quais pelo menos 400 metros são de carbonatos microbiais com excelentes condições de porosidade e permeabilidade, como já foi divulgado amplamente ao mercado.

Esta descoberta, representa uma das maiores colunas de óleos já identificadas no pré-sal brasileiro e portanto a fase de avaliação, deve demorar mais do que o previsto anteriormente e os resultados do poço deverão ser informados nos próximos meses.

Sabemos da importância de divulgarmos mais informações ao mercado, sobre os volumes estimados desta importante descoberta, mas temos que ser criteriosos com respeito a estas informações, sobretudo devido a sua potencial magnitude.

No final de outubro, o consórcio solicitou a ANP uma revisão do plano de avaliação da descoberta de Bem-te-vi devido aos excelentes resultados obtidos até agora em Carcará. Estamos aguardando a manifestação da Agência referente a esta solicitação.

Com base nos resultados obtidos até o momento, incluímos na projeção de Capex da Companhia a possibilidade de perfurar poços adicionais neste bloco. O investimento com a perfuração e a avaliação do Poço Carcará, está estimado em US\$ 35 milhões líquidos para a QGEP. Assim que obtivermos mais informações, que sejam consideradas relevantes ao mercado e acordado com os demais sócios, disponibilizaremos ao mercado.

No slide 7 apresentamos o Bloco BS-4, onde somos o operador e temos 30% de participação. Durante o terceiro trimestre as negociações avançaram para o fornecimento de equipamentos e materiais necessários para manter o cronograma e os requisitos apresentados no plano de desenvolvimento dos campos de Atlanta e Oliva entregue a ANP.

Este plano inclui um sistema de produção antecipada (SPA) composto por dois poços horizontais e sua operação esta prevista para um período de 3 anos. O sistema definitivo de produção esta programado para ter inicio no período entre 2017/2018 com um FPSO com capacidade de 80 a 100 mil barris dia e a previsão para receber mais 10 poços de produção abrangendo um total de 12 poços horizontais neste campo.

Este número se refere à capacidade de processamento total de líquidos desta unidade. Este bloco é importante também para a QGEP, devido à identificação de um prospecto nos reservatórios do pré-sal e por estar localizado próximo às descobertas gigantes de Libra e Franco bem como da descoberta de Dolomita Sul realizada pela Petrobras a sudoeste do Bloco.

O *drillex*, ou seja, o investimento previsto na perfuração para a QGEP para o prospecto com o objetivo no pré-sal denominado de Piapara é estimado em cerca de US\$ 10 milhões para o ano de 2013 e US\$ 70 milhões para o ano de 2014.

Voltando para o slide 9, gostaria de fornecer agora mais detalhes de nosso *farm-ins* mais recentes dos Blocos C-M-122, C-M-145 e 146 na Bacia de Campos. Conforme anunciado ao mercado ontem, assinamos com a Petrobras um acordo de concessão de 30% dos direitos de exploração e produção dos Blocos C-M-122, 145 e 146. Estes blocos pertencem à área do plano de avaliação do prospecto Guanabara, recentemente perfurado pela Petrobras, e estão sob a concessão do BM-C 27 em águas rasas na Bacia de Campos.

A Petrobras permanecerá como operador com participação de 70% nestes blocos. A transferência dos 30% para a QGEP está sujeita à aprovação da ANP. Os blocos estão localizados a 70 km da costa brasileira, da costa fluminense, em lâmina d'água de 50 metros. A área do plano de avaliação possui um prospecto de pré-sal identificado como Guanabara Profundo que deverá ser perfurado em 2013.

De acordo com as análises do consórcio há uma maior probabilidade de ocorrência de gás úmido nestes prospectos. Este *farm-in* é muito importante para a Companhia já que é a nossa primeira aquisição na Bacia de Campos; diversifica nosso portfólio e nos posiciona em uma região de provável ocorrência de reservatórios da fase *rift* incluindo as coquinas e considerado uma área de fronteira em uma bacia madura. Além disso, o conhecimento geológico que será obtido nos coloca numa posição favorável para potenciais aquisições de outros ativos na região no futuro próximo.

O acordo estabelecido com a Petrobras não requer da QGEP nenhum desembolso inicial pela participação nos blocos. A QGEP irá carregar parte dos custos da perfuração do prospecto Guanabara Profundo. Os investimentos exploratórios para a Companhia estão estimados em US\$ 55 milhões. Agora passarei a palavra à nossa diretora financeira Paula Costa para apresentar os nossos resultados financeiros.

Sra. Paula Costa: Obrigada Lincoln. Iniciaremos com os principais destaques financeiros do terceiro trimestre e dos primeiros 9 meses de 2012. Como podemos ver no slide 11, tivemos um excelente desempenho na receita do terceiro trimestre de 2012 quando comparado ao mesmo período do ano passado, mais uma vez este aumento foi resultado do retorno da capacidade de produção do Campo de Manati e da forte demanda por gás natural das termoelétricas brasileiras.

A receita líquida atingiu R\$ 127 milhões neste trimestre representando um aumento de 72% em relação ao terceiro trimestre do ano passado quando o Campo estava passando por manutenções não programadas. Para os primeiros 09 meses de 2012 a receita líquida total foi de R\$ 346 milhões, um aumento de quase 70% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Passando para o slide 12, o EBITDAX atingiu R\$ 87 milhões no terceiro trimestre de 2012, e a margem EBITDAX foi de 68%, um aumento em relação aos 73% do terceiro trimestre do ano passado. Isso demonstra a substancial rentabilidade do Campo de Manati que está produzindo de todos os 6 poços e onde detemos 45% de participação. O lucro líquido alcançou R\$ 62 milhões no trimestre revertendo o prejuízo acumulado do primeiro trimestre. Esse aumento significativo em relação aos níveis do 3T11 foi resultado da elevação da produção do Campo de Manati, de menores custos exploratórios e maior receita financeira.

Para os primeiros 9 meses de 2012, registramos um lucro líquido de R\$ 35 milhões. A redução anual em relação aos R\$ 78 milhões reportados nos primeiros 9 meses do ano passado foi decorrente de custos exploratórios de R\$ 170 milhões incorridos no primeiro semestre do ano relacionados principalmente às atividades de exploração do Bloco BM-S-12 e a devolução do prospecto Jequitibá a ANP.

Aqui no slide 13, detalhamos a composição dos custos operacionais. O aumento de produção no Campo de Manati resultou um incremento de 55% nos custos operacionais na comparação anual de R\$ 32 para R\$ 50 milhões. Esses valores incluem royalties, participação especial e custos com pesquisas e desenvolvimento que variam diretamente com o aumento da produção.

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 14 milhões no 3T12, R\$ 6 milhões acima do mesmo período do ano anterior, resultado no aumento do número de funcionários da QGEP para sustentar a ampliação do escopo das operações da Companhia.

Para os primeiros 9 meses de 2012, as despesas gerais e administrativas totalizaram R\$ 45 milhões, um pouco abaixo do reportado no mesmo período ano passado. Os custos exploratórios foram de R\$ 9 milhões no 3T12 incluindo uma cobrança adicional de R\$ 6 milhões referente às atividades de perfuração do Poço Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12.

Os custos exploratórios totais para os primeiros 09 meses de 2012 somaram R\$ 169 milhões compostos principalmente pelos R\$ 160 milhões do primeiro semestre deste ano relacionados principalmente ao Bloco BM-S-12 e a devolução do prospecto Jequitibá a Agência.

No slide 14, temos uma perspectiva do nosso Capex segregado por bloco conforme as estimativas atuais da Companhia. US\$ 70 milhões já foram gastos até o final do terceiro trimestre deste ano e esperamos um Capex de US\$ 90 milhões para todo o ano de 2012.

Estimamos um aumento no orçamento do Capex para 2013 de US\$ 165 para US\$ 230 milhões principalmente em função da inclusão dos custos relacionados à perfuração do prospecto Piapara no Bloco BS-4 bem como a inclusão do Poço Guanabara Profundo na concessão BM-C-27 referente ao *farm-in* recentemente anunciado.

Para 2014 esperamos desembolsar US\$170 milhões em investimentos exploratórios que não incluem os investimentos relacionados ao desenvolvimento de Atlanta.

Aqui no slide 15 vocês verão que ao final do 3º trimestre de 2012 a Companhia tinha uma sólida posição de caixa de R\$926 milhões; financiamento contraído com o BNDS e BNB para o desenvolvimento do Campo de Manati foi integralmente quitado no 2º trimestre de 2012 eliminando as dívidas da Companhia. Temos um espaço importante no nosso sólido balanço patrimonial para uma nova alavancagem tendo em vista a nossa intenção de expandir o portfólio exploratório e os investimentos que temos para o desenvolvimento da Companhia.

Aplicamos o nosso caixa em fundos exclusivos e em ativos de renda fixa sempre em reais; este slide também mostra a composição da nossa carteira de investimentos que tem 94% em instrumentos de *rating* AAA.

Com isso gostaria de retornar a palavra ao Lincoln para discussão de eventos futuros importantes para a Companhia e os comentários finais.

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Muito obrigado Paula. Para encerrar a apresentação o slide 17 destaca os principais eventos para a QGEP no próximo ano considerando o nosso portfólio atual. Como vocês podem ver, nos próximos meses esperamos ter os resultados dos testes de formação de Carcará no Bloco BM-S-8 que certamente será uma descoberta transformadora para a Companhia.

Planejamos também divulgar um relatório de recursos de reservas atualizado que provavelmente estará disponível no final do primeiro semestre de 2013. Esta postergação é decorrente do maior tempo de perfuração e avaliação do prospecto Carcará.

Ainda no 2º trimestre de 2013 planejamos retomar a perfuração do prospecto JEQ#1 do Bloco BM-J-2 da Bacia de Jequitinhonha assim como iniciar a perfuração de um poço exploratório no prospecto CAM#01 do Bloco BM-CAL-12 na Bacia de Camamu.

No Bloco BS-4 a primeira fase do desenvolvimento está prevista para o segundo trimestre de 2013 com a perfuração de 2 poços horizontais. O primeiro óleo do Campo de Atlanta no BS-4 está estimado para o final de 2014 junto com a perfuração do prospecto do pré-sal do bloco denominado Piapara.

Esperamos para os próximos anos um crescimento contínuo de nossas atividades, seja de produção e exploração e cremos firmemente que serão anos promissores e transformadores para a QGEP e seus acionistas. Quero agradecer a todos pelo interesse em estar conosco hoje e esperamos mantê-los atualizados do progresso de nossas atividades.

Operador, gostaria de abrir o *call* para as perguntas.

Sessão de Q&A

Operadora: Com licença, senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco dois (*2).

Com licença, a nossa primeira pergunta vem do Sr. Luis Carvalho do BTG Pactual.

Sr. Luis: Boa tarde, Lincoln. Boa tarde Paula. Eu tenho duas perguntinhas aqui; a primeira em relação à produção de Manati, na verdade a produção do terceiro trimestre como vocês reportaram ficou em 6.7 MM m3 por dia e no *press release* vocês colocam que outubro ela teria indicado alguma coisa próxima de 5.7, eu queria só entender se é alguma coisa pontual em termos de demanda da Petro ou alguma manutenção ou alguma coisa deste sentido.

E a segunda pergunta é em relação ao *farm-in*, quer dizer, só para entender estes US\$ 55 milhões que vocês estão esperando, na verdade é o *carry* de um poço, é isso? Obrigado.

Sr. Lincoln: Bom dia Luis, prazer em tê-lo aqui. É de fato outubro teve uma pequena queda como já observado, na produção de Manati e não foi devido à demanda de térmica não, foi na verdade uma demanda um pouco menor de uma das UPGNs da Petrobras. Nós estamos considerando como um fato pontual, mas por precaução nós estamos mantendo a produção futura neste patamar.

Mas de fato foi isso sim que aconteceu e naquele mês e nós estamos mantendo nesta mesma linha, como uma média até o final de 2012.

Com relação ao *farm-in*, é isso mesmo, esse valor é referente à perfuração de um poço e ele faz parte também, está incluído; aí o carregamento que nós vamos ter mas não é o valor de 100% do poço, esse na verdade, a nossa exposição é que nos temos neste projeto em relação a nossa participação e ao acordo feito com a Petrobras.

Sr. Luis: Ok, ficou claro. Se me permitem só um *follow-up*, algum up-date em relação à sonda e a licença em Jequitinhonha? Obrigado.

Sr. Lincoln: Pois não Luis. A sonda está em franco progresso, nós já temos um horizonte bem claro; já estamos em negociação, obviamente a negociação termina com uma assinatura, mas nos já estamos bem adiantados nesta fase de negociação, é uma sonda que vai estar no Brasil, está no Brasil então isso nos deixa muito otimistas de terminar e fechar toda esta negociação no final deste ano.

O Saliés tem cuidado disso de maneira muito diligente e a gente espera estar com tudo pronto, já para aproximadamente maio do ano que vem. Nós já colocamos o pedido de renovação da licença ambiental do IBAMA, já até a algum tempo, eu renovo que esta licença vai até junho de 2013 e como é uma renovação não tem causado maiores, vamos dizer preocupações para a Agência. Esse pedido já esta no IBAMA e está sendo analisado; a gente mantém um contato com o IBAMA, mas nós não vemos nada que possa interferir no retorno da perfuração a partir de maio de 2013.

Sr. Luis: Ok, obrigado

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Vicente Falanga do Banco Santander.

Sr. Vicente: Bom dia Lincoln, eu tenho algumas perguntas. Primeiro em relação a esse *farm-in* de vocês. Por que atrás de um prospecto de gás? Vocês pelo fato de ser gás úmido vocês esperam também atingir petróleo ou alguma coisa assim? Se não como é que vocês venderiam este gás? Já tem algum gasoduto próximo ali da Petrobras, alguma coisa assim, que vocês pudessem escoar?

E também se já teve alguma descoberta ali próximo ou até mesmo dentro do bloco? Essa é a minha primeira pergunta. E a segunda pergunta é em relação ao plano de desenvolvimento do BS-4, quando é que vocês esperam que a ANP aprove de fato este plano? Obrigado.

Sr. Lincoln: Pois não Vicente. É importante a gente dizer o seguinte, se você der uma olhada no mapa na Bacia de Campos você vai ver que há uma concentração muito grande de descobertas e de poços perfurados na parte mais leste da bacia.

Essa é uma área que a gente costuma dizer que ainda, ou talvez seja a última área de fronteira dentro da Bacia de Campos, que é uma Bacia extremamente produtora e uma bacia já considerada sobre, para alguns tipos de reservatórios já madura, por exemplo os reservatórios pós-sal e etc. É uma bacia madura. Essa é uma área que ficou um pouco mais durante esse tempo, mas não quer dizer que ela não teve atividade não.

A Petrobras tem alguma atividade nessa área já histórica, mas ela não respondeu para os objetivos pós-sal de maneira muito adequada. Com o crescimento e com a tomada de maiores volumes que tenho observado no pré-sal se retoma essa avaliação de várias áreas que ficaram mais renegadas no passado e essa é uma das áreas que pode ter algum tipo de interesse.

Nós temos porque essa é uma área que tem uma espessura de fase *rift*, portanto pós-sal que inclui coquinas muito grandes na área e pode ainda ter algum tipo de resultado ainda de pós-sal ligado a alguns súbditos. A Petrobras furou na área, esta é uma área que tem, ainda esta sobre confidencialidade, a Petrobras furou

recentemente teve uma descoberta que foi que motivou um plano de avaliação chamada Guanabara mas nós estamos assim com o olho muito mais voltado para o pré-sal e apesar de ter uma vocação gaseífera nessa área pelos resultados já obtidos até então os poucos poços que chegaram ao pré-sal não enche uma mão em toda esta região demonstraram que tem só gás úmido mas não impede que a gente venha a ter óleo e óleo muito evoluído nesta região.

Aliás, a descoberta de um poço muito antigo chamado RJ-S-150 tem um dos melhores óleos da Bacia de Campos. É uma cama descoberta muito pequena entre 700 a 1 milhão de barris; a Petrobras produziu durante algum tempo tem óleo extremamente evoluído que fecha com todas as modelagens geoquímicas desta área então apesar de nós termos dado ciência ao mercado de que esta é uma área que pode ser de gás, ela não quer dizer que ela não tenha também a possibilidade de encontrar óleo.

Mas mesmo pensando que seja gás, hoje em dia a nossa Companhia não tem medo de gás. Hoje nós estamos neste mercado já há algum tempo e a gente vê um crescimento muito grande desta matriz sobretudo no norte fluminense, o norte fluminense tem tido uma atividade industrial muito grande, está se expandindo. A matriz energética tem direcionado muito para gás no Brasil como um todo então a gente acha que essa é uma tendência de médio e longo prazo que obviamente fecha com as operações que nos temos que fazer no Brasil e sobretudo nesta área do país.

Há uma demanda muito grande, crescente de gás e pensando que nós estamos numa área muito próximos à costa a gente não vê nenhum problema caso a gente venha a ter descoberta de gás para uma futura monetização.

Não tem nenhum gasoduto na área ainda, mas nos temos campos muito grandes a nordeste, por exemplo, o Polo das Baleias, o Parque das Baleias e outras descobertas que estão mais a leste inclusive associadas à pré-sal portanto a infraestrutura futura não é algo que nos preocupa e se nada ocorrer nós só estamos a 70 Km da costa e portanto não seria nada extremamente significativo para algum gasoduto que vá abastecer o norte fluminense e o estado do Espírito Santo.

Com relação ao BS-4, nós mantemos um dialogo muito continuo e frequente com a Agência. Nós mandamos já há algum tempo o novo plano, eles obviamente têm nos perguntado algumas coisas, tem colocado algumas posições com relação ao modelo de desenvolvimento que esta sendo, ao *timing* que isso está ocorrendo então isso é natural para um campo com essa magnitude, é um campo de óleo pesado que têm seus desafios, nós todos sabemos e já cremos que estamos equacionando todos esses desafios.

E é natural então que a Agência faça algumas perguntas. Isso nós temos tido intenso contato com eles e a nossa crença é que até o final do ano a gente tenha a aprovação definitiva deste plano, mas isso não significa que a gente não esteja tomando as medidas necessárias para concepção desse cronograma que nós divulgamos. Nós temos conversado com companhias, como já foi dito, de serviço, temos vários *bids* em andamento de *long lead items*, temos vários *bids* em andamento também, várias decisões já tomadas e nós não estamos esperando isso dado essa crença e todos os sinais que a Agência já nos deu quanto a essa aprovação.

Então até o final do ano é o que a gente espera, mas nós não estamos aguardando isso para prosseguir com as nossas ações visando à perfuração no segundo semestre de 2013 e o potencial primeiro óleo através de um sistema antecipado no final de 2014, ok Vicente.

Sr. Vicente: Está ótimo Lincoln, ficou muito claro. Se você me permitir só mais uma última pergunta aqui. Como é que estão as conversas sobre o terminal de compressão em Manati com a Petro? Obrigado.

Sr. Lincoln: Bom nós continuamos discutindo com a Petrobras. Este é um processo que ele não é difícil, mas ele é um pouco longo porque envolve escolha de local, envolve desapropriação de algumas áreas e até a própria discussão da dimensão, como é que isso vai ser feito, nós continuamos discutindo com a Petrobras. Como isso está previsto para 2014 a gente tem um bom pulmão para isso, mas continua assim, essa discussão com a Petrobras, sobretudo com o grupo da Petrobras na Bahia que é quem deverá tocar este processo, ok.

Sr. Vicente : Obrigado Lincoln .

Operadora: Com licença nossa próxima pergunta vem do Sr. André Sobreira do Credit Suisse.

Sr. André : Bom tarde Lincoln. Boa tarde Paula, Jaques, obrigado pela conferência. Uma pergunta sobre o *farm-in*. Pelo *speech* de vocês eu entendi que uma das maiores motivações, de repente não o bloco em si, mas aquisições de dados geológicos para entender melhor a área e futuras aquisições. Queria entender se essa interpretação está correta?

E depois queria entender também o que é que tem mais de pré-sal, água rasas em Campos porque olhando o mapa estou com percepção que só tem ali uns 5 blocos ali perto de onde você esta e talvez os blocos da Devon e da Anadarko entre o Parque das Baleias e Roncador, mas ai já é algo mais profunda, estou com percepção que tem muito bloco mais livre no pré-sal de água rasas de Santos e não em Campos, então eu queria só ouvir o que vocês têm a dizer.

Sr. Lincoln: Nós destacamos obviamente o conhecimento porque como eu disse, o esforço da Petrobras nesta área, o histórico, ele até começou as primeiras perfurações da Petrobras na Bacia de Campos começaram por essa área. Você vai ver lá poços chamado Rio de Janeiro#1, Rio de Janeiro#3, 4, todos poços que foram muito rasos e em seguida houve esta migração para parte leste então a entrada no bloco ela tem motivações empresariais e para tentar descobrir óleo, não ha menor duvida e essa é a principal motivação.

Mas tendo em conta que essa é uma área que teve pouco esforço histórico, estar presente também nela vai nos ajudar a marcar uma presença dependendo dos resultados que advenha da nossa atividade e da atividade potencial de outras companhias então essa é uma área que hoje tem poucos blocos e para o futuro a gente não sabe o que acontece, mas há um prospecto identificado que nós gostamos e que valeu a pena entrar para estar lá.

Não é simplesmente para adquirir dados não, não é por isso, a idéia é fundamentalmente empresarial e tentar diversificar o nosso portfólio e olhar para uma área que tenha atividade nesta fase *rift*, e a fase *rift* engloba os potenciais biolititos, já há um poço nesta área que demonstrou muito indício de gás, mas ele é

um poço muito antigo da década de oitenta e perfurado com outra tecnologia, a tecnologia atual é completamente diferente então a gente vê uma janela de oportunidade nessa área e você tem razão sim, a área mais próxima que detém descobertas e campos de magnitude bem grande, como é o caso do Parque das Baleias, está aproximadamente 150, 200 km desta área.

Nós não esperamos repetir nada parecido com o Parque das Baleias, mas sem dúvida essa é uma área que poderá conter algo parecido. No extremo sul da Bacia de Campos as coquinas são produtoras, as coquinas já produzem na Bacia de Campos há 30 anos e esta é uma área que poderá então ter coquinas e poderá também ter algum objetivo como já demonstrado pela Petrobras, com a perfuração de um poço este ano inclusive, chamado Guanabara que foi, que teve uma descoberta em segmentos do Cretáceo Superior, ou seja, pós-sal.

Então tem uma série de coisas que envolveram aí. É uma área que tem prospectividade, tem risco, nós estamos inclusive tratando-a como uma área de fronteira, em uma bacia madura que é a Bacia de Campos e como toda área de fronteira, ela tem seus riscos, mas tem também as suas oportunidades e obviamente quem chega antes pode fazer, pode ter mais abrangência em apropriar caso a gente tenha alguma descoberta nesta área.

Então não tem muito bloco livre aí porque não foi motivo de licitação nesses anos passados, mas a gente espera que no futuro novamente parte dessas áreas de águas rasas, que não tem nenhum tipo de problema ambiental, por exemplo a Petrobras já tem inclusive todas as licenças ambientais, já tem sonda que pode perfurar nesta área então ela é uma área que traz essa motivação inclusive de curto prazo para a gente. A gente deve furar em 2013, iniciando 2013 pelo menos e furando até o final do ano, em princípio. Ok?

Sr. André: Ótimo, obrigado Lincoln . Vocês podem dar algum *disclosure* de alguma estimativa pré- *drill* de volume do Guanabara Profundo ou não?

Sr. Lincoln : Olha como sempre, André, é sempre muito difícil a gente dar um *disclosure* desse tipo de estimativa mas eu posso dizer para você que mesmo considerando aí os riscos de uma área de fronteira, os dados que a gente viu até agora de poços que já foram perfurados, eles têm volumes compatíveis com os outros prospectos que nós já avaliamos para essas áreas e a gente espera que ao fazer a certificação que estava também no nosso radar, essa postergação inclusive também é porque a gente queria incluir essa área que estava em negociação com a Petrobrás. A gente espera então na certificação a gente faça o *disclosure* disso para vocês, dentro daquela lógica normal dos relatórios de certificação.

Sr. André: Tá ótimo. Perfeito, obrigado.

Operadora: Com licença nossa próxima pergunta vem de Anish Kapadia do THP Investments Bank;

Sr. Anish: Hello I just wanted to start off with the question again on Guanabara. I was wondering if you could give more exact timing on when you expect the start of the well and if your are secure the rig is there. And then also on that it seems like it is quite close to the Itaúna discovery. Just wondering if there is any read across from that discovery and what you have learned from that.

And then my second question is related to the BS-4. Can you give an idea of what the Capex will be each year out for the 2017 before the BS-4 development under your current scenario and how do you expect to fund this. Thank you.

Sr. Lincoln: Ok. Thank you, Anish. People advised me that I have to answer you in Portuguese and that the translation will be at the same time. Ok? Means that I will talk in Portuguese and people will translate for you.

A perfuração do poço está já prevista para 2013, eu não tenho ainda, nós não sabemos ainda qual a sonda que vai ser utilizada, mas vai ser uma das sondas que a Petrobrás detém e que são apropriadas, é uma *jack-up* que é apropriada para perfurar em zonas profundas então isso já é uma garantia e deve começar em 2013 provavelmente no final do primeiro semestre de 2013.

Essa é a previsão com que nós e a Petrobrás estamos trabalhando e esse é um poço que deverá durar pelo menos 6 meses para perfurar; é um poço profundo acima dos 6000 m de profundidade e a gente deve aproveitar para perfurar uma seção razoável do pré-sal haja vista que é uma área bastante pioneira então nós queremos ter um bom conhecimento da área um bom conhecimento da sua prospectividade e portanto é um poço longo, estamos esperando que seja um poço longo mas um poço longo com *jack-up*. Não detém nenhuma necessidade de novas tecnologias, é uma tecnologia totalmente dominada e a qual a Petrobrás está bastante acostumada.

Com relação à descoberta da Anadarko - Itaúna, Itaúna fica a leste da nossa área, fica até um certo ponto distante e é de objetivo pós-sal. São reservatórios eu creio de carbonatos e arenosos que podem ter alguma importância secundária no nosso bloco, sim, esses reservatórios que ocorrem sobretudo os carbonatos de idade Albiana e os reservatórios subditicos de idade do cretáceo superior eles têm como objetivo secundário na área onde nós fizemos essa aquisição então eles não são os objetivos principais, são objetivos secundários mas fazem parte dos reservatórios que pretendemos testar nesses 3 blocos.Ok?

Muito bem, o Capex para o BS-4, obviamente nós já temos uma idéia e nós vamos depender da aprovação obviamente da Agência. Nós ainda não estamos fazendo esses comentários até que a gente feche definitivamente o modelo de desenvolvimento e a Agência aprove esse modelo de desenvolvimento. Como já foi dito, nós vamos fazer um sistema antecipado de produção que tem um *upfront* de dinheiro muito menor que é puramente a perfuração de 2 poços completação e a produção desses poços através da FPSO e para 2017 que é o *full development* nós só estamos aguardando que a Agência nos dê o *green light* e ai nós iremos fazer esse *disclosure* para o mercado.

Com relação à *funding* eu poderia aqui passar um pouca a Paula que ela pode então dissertar um pouco melhor para você quais poderiam ser as formas que nós estamos hoje avaliando para fazer frente a esse desenvolvimento do BS-4 e não só ele, mas com tudo que a gente já está antevendo para os próximos anos sobretudo incorporando a recente descoberta do Carcará. Ok Paula, por favor.

Sra. Paula: Bom dia Anish. Na verdade com relação às alternativas que a gente está considerando para financiamento é importante destacar que a gente hoje tem uma posição muito confortável de caixa e além do caixa que a gente encerrou o trimestre de R\$ 925 milhões a gente tem um espaço importante no nosso balanço para alavancagem. Então nesse momento a gente está analisando algumas alternativas para esse *funding* e ele pode vir de um financiamento baseado em

fluxo de caixa de Manati que é um fluxo de caixa livre que a gente tem contrato a longo prazo com a Petrobrás.

Então que de fato tem uma característica bastante forte de renda fixa e a gente pode também fazer alguma estrutura de financiamento baseado em projeto e aí para isso tem algumas alternativas como *project finance*, *project bond* ou *reserve based lending* e aí aproveitando também os volumes que a gente incorpora da Companhia após a descoberta de Carcará e os próprios volumes de Atlanta então a gente está numa posição financeira bastante confortável e está nesse momento avaliando a estrutura mais eficiente para o *funding* desse projeto considerando que a gente tem algumas alternativas.

Operadora: Com licença a nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros do Citi Group.

Sr. Pedro: Bom dia, eu tenho algumas perguntas também sobre Guanabara. Primeiro eu acho que eu não ouvi Lincoln, mas eu não sei se você pode dar mais detalhes se você já falou sobre o que foi encontrado de fato no prospecto de Guanabara, foi gás, óleo, que tipo de formação? E eu queria entender porque que ele originalmente já não foi mais fundo, a locação do Guanabara Profundo é bastante diferente do Guanabara?

Sr. Lincoln: Bom dia Pedro, essa área teve um esforço na década de 80 da Petrobrás visando prospectos, como era a tônica na época visando prospectos pós-sal, sobretudo os turbiditos e os reservatórios da formação Macae dos carbonatos e etc e houve um poço que foi furado dentro do bloco que chegou a testar algumas dezenas de metros do pós-sal com muito gás. Mas é um poço antigo acima dos 5 mil metros naquela ocasião com uma tecnologia difícil de avaliação mas o que foi possível ser feito naquela data foi, mostrou que deu muito gás, que dizer, uma maneira de gás muito grande de até C3, C4, etc. Daí o gás úmido.

Mas não houve maiores esforços com relação à fase rift da Bacia de Campos ou seja, essa seção geológica que contém os reservatórios seja biolítico, reservatórios arenosos que são possíveis ocorrerem inclusive nessa área, arenosos na fase *rift* e as próprias coquinas, não houve mais, isso porquê, porque outros reservatórios do pós-sal responderam de maneira adequada então foi o grande boom da descoberta da década de 70, Namorado, Anchova, Badejo e etc e subsequente a isso na década de 80 com água profunda então essa área a Petrobrás continua fazendo alguns esforços mas não com a mesma intensidade.

Mas então nós temos evidências sérias de gás. Eu posso dizer para você que essa é uma das áreas mais profundas da Bacia de Campos com segmentos chegando até 10 mil metros de profundidade. Então o gás é um tipo de fluido que se espera em função de todas as modelagens que se faz, mas não só o gás, então a única descoberta que houve e que teve produção até o momento foi desse campo, de um poço na verdade que se chamou RJ-S-150 que tem um óleo de quase 40º API e mostrando que há uma evolução térmica bastante grande para essa área.

O que a Petrobras fez, a Petrobrás identificou um projeto do pós-sal e que ela perfurou um poço recentemente aí durante o ano de 2011/12 e ela que motivou uma descoberta e é esse o plano de avaliação que está na Agência. Tá certo? E agora nós estamos indo mais fundo porquê? Por que hoje já se detém do ferramental adequado para fazer então uma avaliação do pré-sal de maneira mais contundente e obviamente usando o mesmo modelo, não só geológico mas o modelo de avaliação, com ferramenta tipo ressonância magnética e etc que justifica

fazer uma investigação mais profunda de um poço que tenha uma pequena exposição financeira maior mas ao mesmo tempo em que permitirá, agora sim, uma análise mais adequada da real potencialidade que essa seção do pré-sal e de toda a fase *rift* pode ter nessa área.

Então o tempo e tudo que aconteceu nesses últimos anos é que motivou nosso interesse também por essa área, é que a gente, sou franco, a gente já conhecia por ter trabalhado na Companhia há algum tempo, sabia que tinha algum potencial, mas que precisava de um pouco mais de consistência para voltar a ela.

Sr. Pedro: E só para entender uma coisa, o poço Guanabara que foi furado ele teve algum teste de formação porque no meu entendimento é que ele chegou até a fazer uma seção horizontal. Ele chegou a rodar esse teste de formação e você teve alguma campanha sísmica desde a perfuração dele no caso focado no pré-sal?

Sr. Lincoln : O que nos consta é que não houve nenhuma campanha sísmica o que está havendo é um processamento da sísmica existente que é com 3D, ele é uma sísmica 3D já com parâmetros bastante adequados para a seção pós e pré-sal, não me consta também a existência de poço horizontal, foi feito um modelo normal de teste de formação a cabo pela Petrobrás e que suscitou o pedido de plano de avaliação para a gente que está rodando na Agência e foi feito pela Petrobrás.

Sr. Pedro: Tá, perfeito. Eu só tenho mais duas perguntas em relação a isso. A primeira delas, existe a possibilidade ou existe alguma sinergia entre a sonda que você possa utilizar no Guanabara para também a perfuração do JEQ #1 no ano que vem? E você passou a estimativa de US\$ 55 milhões para o Guanabara Profundo na parte de vocês mas você tem algumas estimativa de qual é total previsto para a perfuração do poço?

E por último, existe algum acordo adicional nessa operação junto à Petrobrás onde dependendo da *performance* dos resultados você poderia assumir a operação do bloco?

Sr.Lincoln: Pedro, não foi só duas não, eu vi um pouquinho mais...(risos)

Sr. Pedro: Eu tenho um monte de perguntas.....(risos)

Sr. Lincoln: Bom com relação à sinergia da sonda, a sonda para esse bloco é um sonda grande, é uma sonda de HPHD, que é uma sonda com objetivos profundos como eu disse, nós pretendemos furar ai acima de 6 mil metros, próximo a 6 mil metros então não há sinergia com o JEQ#1.

A sonda do JEQ #1 precisa ser uma sonda mais leve. A profundidade lá é de 4700 metros então não justifica ter uma sonda mais pesada para furar em JEQ#1, ainda que essa sonda servisse, mas ai é um problema puramente comercial e que não nos motiva a discutir. A sonda lá é diferente, é uma Jack up também, mas muito mais, deve ser muito mais barato.

Com relação aos 55 milhões, é da QGEP sem dúvida, a Petrobras ainda está estimando os custos finais para este poço então essa aqui foi a nossa avaliação então a gente ainda não detém o custo final ainda para esse poço e obviamente algum dos dados que a gente tem eles ainda estão cercados de confidencialidade então eu não posso, digamos, fazer um *disclosure* para você até porque também nós estamos fazendo o pente fino e o *breakdown* desses custos.

Esse dado é muito recente e obviamente nós também fizemos questão de divulgar assim que ele foi concluído, a documentação já está na Agência para você ver quão *fresh* ele é até para digamos voltar ao mercado e demonstrar a nossa pró atividade na busca e ampliação da elasticidade do nosso portfólio. Então foi por isso, nós ainda estamos trabalhando na questão custo poço, tá bom?

Sr. Pedro: Tá ótimo. Depois eu volto com algumas outras perguntas se der tempo. Obrigado.

Operadora: Com licença nossa próxima pergunta vem da Sra. Luana Helsing da GBM.

Sr. Luana: Oi boa tarde, boa tarde Lincoln, boa tarde Paula. Eu queria voltar só um pouquinho na questão do balanço, a Paula comentou sobre os projetos *project finance*, de repente, eu queria saber se a empresa já tem alguma expectativa em relação ao tempo dessa possível contração de dívida para o desenvolvimento principalmente do BM-S-8 e BS-4. Obrigada.

Sra. Paula: Oi Luana, é Paula. Com relação à expectativa a gente está completamente cobertos - *fully funded* - pelo menos até o final do ano que vem para todos os nossos investimentos exploratórios. É claro que esse *business plan* depende um pouco das próximas aquisições ou mesmo participações de leilões que a gente venha a ter e aí as figuras mudam um pouco mas a gente está absolutamente capitalizado para todo o nosso investimento exploratório então a gente não tem nenhuma pressão de curto prazo de necessidade de caixa.

Por outro lado a gente sabe também que o mercado de dívida está passando por um momento muito bom e a gente acha que esse momento vai perdurar ainda por algum tempo e que ele vai continuar estável por algum tempo, mas a gente sempre coloca esse ponto também na balança então a gente nesse momento está analisando essas alternativas, está vendo qual é alternativa mais eficiente para a Companhia levando tudo isso em consideração e lembrando que não há nenhuma pressão para essa contração da dívida num curto prazo. Não há nenhuma pressão de caixa para isso; a gente está com uma posição financeira bastante confortável.

Há a intenção de acessar o mercado de dívida, há a intenção de fazer isso da forma mais eficiente possível para a Companhia considerando todas as variáveis que eu coloquei, mas não há nenhuma pressão para o curto prazo.

Sr. Luana: Está ótimo Paula, obrigada.

Operadora: Com licença para fazer uma pergunta basta digitar asterisco (*) um (1)

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros do Citigroup.

Sr. Pedro: Bom, obrigado por pegar a pergunta. Só mais uma pergunta em relação ao BM-S-8, você já tem alguma definição sobre o cronograma da perfuração em 2013 e o que exatamente será perfurado? Vão perfurar o Guaxuma ou a gente vai ter algum extensão no Carcará? Existe alguma definição nesse esquema?

Sr. Lincoln: Pedro, o negócio é o seguinte, nós em função dos resultados do Carcará você sabe aí que tem um plano de avaliação de descoberta que é devido ao Bem-te-vi, ainda nós estamos furando em função dos compromissos assumidos para o plano de Bem-te-vi, Carcará é um deles. E em função desse resultado e

obviamente do resultado auspicioso na nossa avaliação desse poço a gente tem que incorporar esse resultado ao bloco então a gente têm que estudar um pouco mais, sem dúvida nós vamos ter mais esforços nessa área, você falou do Guaxuma é um deles que é um poço pioneiro mas o resultado vai suscitar muito provavelmente a perfuração de poços de extensão.

Isso já está em discussão então a Petrobras, o consórcio na figura da Petrobrás colocou então uma modificação do plano para incorporar o que a gente pretende fazer e nós estamos aguardando então a manifestação da Agência para isso que esperamos que não demore muito e assim que a gente tiver isso a gente pode falar um pouco mais, mas com certeza a gente vai perfurar mais poço, nós mesmo estamos avaliando a possibilidade mas isso é um *wishful thinking* da Companhia como uma forma de uma previsibilidade orçamentária para ficar no *safe side*.

A gente está colocando já algum Capex para o ano que vem, 2014, mas a gente não sabe exatamente qual vai ser ainda. Os testes vão nos orientar os testes que estão sendo preparados de formação para o Carcará vão nos orientar então de qual será a nossa necessidade de perfuração que depende muito também disso de que risco a gente vai tomar mais ou menos em função disso. Mas com certeza nós deveremos ter um esforço adicional nesse bloco. Isso a gente pode assegurar vocês, em Carcará e aos redores de Carcará e isso para 2013 e 2014 com certeza, Ok?

Sr. Pedro: Está ótimo. Obrigado.

Operadora: Com licença nossa próxima pergunta vem de Anish Kapadia do TPH Investment Bank.

Sr. Anish: Hi, I just have some couple of follow up questions on the BM-S-8 to clarify a few things. Firstly in terms of the drill stem test, could you give us an idea of what kind of rate you would be looking for so what would be a kind of positive rate for you to get out of the well?

The second was the current well Carcará is taken a very long time to drill, just wondering if the three wells that you have planned for the next year you expect them to take as long or they are expected to be shorter wells.

And then just the final one, I know you can't give an exact number but I was wondering in terms of the size of Carcará's so far are you thinking kind of in a Lula range of 5 billion barrels plus or is it more in the kind as close to 1 billion barrels past range? Thank you.

Sr. Lincoln: I will answer you in Portuguese and people will translate for you. Ok?

Bom muito bem o teste de formação é para exatamente definir qual é o *rate*, qual é a produção esperada. Nós não temos. A gente imagina que deverá ser um teste muito bom considerando as características de reservatório que nós temos, considerando o tipo de óleo que é um óleo leve e considerando os indícios que nós já obtivemos e os elementos que nós já obtivemos durante os testes a cabo que foram realizados durante a perfuração então nós estamos esperando um *flow rate* alto e para que você possa ter uma magnitude eu aconselharia você a olhar os relatórios da Gaffney Cline realizados para a Agência durante a fase de capitalização da Petrobras onde eles têm um *range* de *flow rate* bastante interessante e você pode se basear por aqueles.

Eu não gostaria de adiantar um grau porque é isso que nós vamos determinar. É melhor a gente esperar e havendo possibilidade nós iremos divulgar qual foi o resultado desse teste então de uma maneira mais razoável, mas eu posso adiantar que nós estamos muito otimistas, que tenha uma produtividade bastante alta considerando os elementos que nós temos em mãos hoje com respeito às características desse reservatório.

Com relação aos prazos e aos custos do poço esse foi um poço especial, nós já éramos muito otimistas com Carcará, mas sem dúvida tudo que ocorreu até agora nos surpreendeu e ao nos surpreender como qualquer regra de perfuração exploratória nós ampliamos um pouco essa perfuração, tomamos alguns cuidados, realizamos muito mais testes a poço aberto os poços *side wall coring*, nós tentamos obter o máximo de informação possível deste poço e, portanto, isso nos levou a um tempo mais longo do que o previsto nessa perfuração que foi exatamente para adquirir mais dados, dado que nos estávamos com um resultado muito bom.

E dessa forma para os próximos poços que pretendemos furar nesta área e já com o conhecimento maior, nos não esperamos ter prazos tão longos não, a gente espera que os próximos poços estejam sendo perfurados numa média natural como ocorreu inclusive dos outros poços o Bem-te-vi o próprio Biguá da ordem de 6 meses, e seria esses também os prazos que a gente espera para os futuros poços que a gente venha a furar de extensão e ou de desenvolvimento.

Com relação ao tamanho, nós também estamos muito curiosos. Nós também estamos querendo saber o que é isso. Os dados que nós dispomos hoje não são totalmente conclusivos a ponto da gente falar um número. O que a gente está buscando é ter um *range* entre o mínimo e o máximo. Fatalmente que ele não é algo da magnitude de Tupi.

Isso a gente pode já dizer para você, deve ser muito menos que Tupi, mas é difícil para nós agora e sobretudo no meio de uma operação que é de teste de formação que vai nos dar elementos de produtividade, vai nos dar elementos de pressão de PVT, esses são os elementos que vão nos levar a poder extrapolar um volume ou um *range* de volume para esta descoberta. O que a gente pode dizer é que nós temos um *range* bem aberto, nós temos um *range* muito grande e que ele só vai se aproximar de um único número na medida em que agente continue com essas atividades.

A gente pensa sim e é uma discussão dentro do consórcio de poder fazer um *disclosure* após os testes na medida em que a gente tenha informações que sejam confiáveis. Nós precisamos discutir muito, são 4 sócios, os *approaches* nem sempre são os mesmos então nós precisamos de mais dados para ter essa convergência. Quando nós atingirmos esta convergência que agente espera que seja após os testes de formação a gente espera fazer então uma divulgação do *range* potencial de volume que esta descoberta pode ter, mas podemos adiantar que ela é importante.

Operadora : Com licença Sras. e Srs. lembrando que para fazer uma pergunta basta digitar#1 .

Operadora: Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas, gostaria de passar a palavra ao Sr. Lincoln para as considerações finais.

Sr. Lincoln: Eu gostaria de agradecer uma vez mais a presença de todos vocês neste *call* de resultados nós estamos muito contentes com tudo que obtivemos até agora e eu quero renovar que a nossa área de RI esta a disposição de vocês para qualquer contato, para qualquer esclarecimento que seja possível e que a gente faça e eu os incentivo de fato a nos procurar. Então mais uma vez obrigado e eu espero brevemente estar com outras boas noticias a todos vocês, muito obrigado e bom dia a todos.