

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 2014. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, a Sra. Paula Costa Côrte-Real, Diretora Financeira e de Relações com Investidores, o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção e o Sr. 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 Rumenos Guardado: Obrigado. Bom dia a todos e obrigado por participarem da teleconferência de resultados sobre o quarto trimestre e do ano de 2014.

Como já dito, estão comigo hoje a Paula Costa Côrte-Real, Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Sérgio Michelucci, Diretor de Exploração, e o Danilo Oliveira, Diretor de Produção.

Inicialmente faremos um apanhado geral do período complementando os nossos resultados financeiros e operacionais, e em seguida abriremos para perguntas.

Para resumir, de um ponto de vista estratégico nosso desempenho em 2014 reflete as diretrizes principais da QGEP, que são: O gerenciamento contínuo do nosso portfólio com ativos em exploração, desenvolvimento e produção, a construção de nossa expertise técnica tendo em conta o ambiente operacional em que trabalhamos e a manutenção de uma gestão disciplinada em relação ao Capex e ao nosso posicionamento financeiro.

Tivemos resultados financeiros positivos no ano como conseqüência de uma produção relativamente estável aliada ao reajuste do preço contratual do gás do Campo de Manati, onde temos uma boa perspectiva de produção para os próximos anos mantendo margens atrativas.

No Campo de Atlanta, onde somos o operador, tivemos um progresso importante superando várias condições desafiadoras. Este ativo, localizado no bloco B-S-4, está avançando conforme programado para o primeiro óleo em 2016; resultado de muitos anos de trabalho feito pela QGEP.

Ressaltamos que este é um exemplo do calibre da expertise técnica que desenvolvemos ao comprar este ativo há 4 anos atrás com vistas a se tornar um operador em águas profundas.

Terminamos o ano com uma posição financeira privilegiada, o que mais uma vez distinguiu a companhia no cenário nacional de exploração e produção e representa uma de nossas vantagens competitivas.

Nossa posição de caixa líquido no final do ano foi de R\$878 milhões após a dedução das linhas de crédito tomadas pela companhia com a FINEP. Isto significa que temos os recursos e a flexibilidade para aproveitar as oportunidades de mercado que possam surgir durante o ano de 2015.

As receitas e variações do preço de óleo alteraram o ambiente operacional para muitas empresas de E&P e, apesar de estarmos atentos a estas mudanças, continuamos avaliando oportunidades para otimizar nosso portfólio dentro de nossos parâmetros corporativos financeiros e de risco.

Destacamos ainda que o Conselho de Administração aprovou recentemente uma política de dividendos, a qual detalharei ao longo desta apresentação.

Para resumir, acreditamos que nossa estratégia no longo prazo nos coloca em posição confortável particularmente neste ambiente desafiador que a indústria está vivendo.

Felizmente os resultados do quarto trimestre e do ano de 2014 da QGEP não foram afetados pela queda significativa nos preços do óleo, já que nossa receita e fluxo de caixa operacional atual são denominados em Reais e linkados ao preço do gás.

É certo que um período prolongado de preços excessivamente baixos não seria benéfico para a indústria ou qualquer empresa no setor. No curto prazo esta situação poderá auxiliar a companhia a negociar contratos mais vantajosos com prestadores de serviços à medida que avança o desenvolvimento do Campo de Atlanta.

Dito isto, estamos atentos às oscilações de preços uma vez que teremos uma receita decorrente da produção do óleo de Atlanta a partir de meados de 2016, quando acreditamos que haverá uma recuperação nos preços de óleo no mercado internacional.

Passando para slide 4, onde temos uma visão geral do quarto trimestre e do ano de 2014, mais especificamente neste slide estão os destaques ligados aos resultados operacionais e financeiros deste ano.

A produção de gás de Manati foi bastante superior à projeção divulgada para o ano, ficando em 5,9 milhões de m³ por dia. Isso levou a um desempenho positivo da receita líquida e do Ebitdax para R\$503 milhões e R\$285 milhões respectivamente.

No Campo de Atlanta perfuramos e testamos 2 poços horizontais para o sistema de produção antecipada. Os resultados destes poços foram muito promissores situando-se num intervalo superior das estimativas em termos de produtividade. Desde então, contratamos um FPSO e esperamos a sua chegada no primeiro trimestre do ano que vem.

O início da produção está previsto para meados de 2016 em um patamar inicial de até 25.000 barris por dia.

Em Carcará, nosso mais importante ativo exploratório, iniciamos a perfuração dos poços de extensão com a fase inicial do primeiro poço já perfurada no ano passado e o segundo poço tendo sido iniciado no começo de 2015.

Esperamos ter dados de ambos os poços no final de 2015, que nos darão informações importantes sobre o tamanho e a produtividade do reservatório e nos ajudarão a parametrizar os equipamentos de produção.

Nos demais ativos em nosso portfólio exploratório continuamos com os processos de aquisição sísmica dos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitação da ANP, onde já foram adquiridos dados sísmicos 3D para ativos de 2 destas bacias.

Por fim, obtivemos uma linha de crédito de R\$232 milhões do Banco do Nordeste do Brasil, que nos proverá uma liquidez importante para os próximos anos.

Passando para o slide 5, e como falei anteriormente, a QGEP iniciou uma política de distribuição de dividendos anuais com o valor proposto R\$0,15 por ação. Isto demonstra o nosso compromisso com a criação de valor para os nossos acionistas e também nosso reconhecimento com a lealdade dos investidores que continuam a apoiar a companhia mesmo em um momento muito desafiador para a indústria de energia como um todo.

Acreditamos que a QGEP tem uma perspectiva consistente de aumento de produção e geração de caixa no médio e longo prazo e à medida que nosso fluxo de caixa a aumentar nós poderemos reavaliar a política de dividendos para garantir que os acionistas possam se aproveitar do crescimento da companhia.

Após a aprovação em assembleia, o primeiro dividendos será pago em 5 de maio para os acionistas na base do dia 17 de abril de 2015.

Criar valor de longo prazo é um dos principais objetivos do management da QGEP e esperamos poder recompensar ainda mais os nossos investidores nos próximos anos.

Agora, passarei a palavra à Paula, nossa Diretora Financeira e de RI, quem irá apresentar os resultados financeiros deste trimestre e do ano de 2014. Paula, por favor.

Sra. Paula Corte-Real: Obrigada Lincoln. Aqui no slide 7, como vocês podem ver, nossos resultados financeiros de 2014 permaneceram fortes. No Ebitdax tivemos um aumento de 6%, que reflete um reajuste de preços do Campo de Manati, bem como uma redução no G&A da companhia.

A margem Ebitdax foi de 57%, uma margem importante mesmo se comparada aos patamares da indústria e uma melhora de 150 pontos percentuais quando comparado a 2013.

Os gastos exploratórios aumentaram significativamente para R\$70 milhões. Este aumento de R\$22 milhões é resultado de 2 fatores: Primeiro, registramos baixas num total de R\$29 milhões da devolução da área de Biguá e R\$34 milhões referentes à provisão para a devolução do bloco B-M-CAL5 para a ANP.

As decisões em relação a essas evoluções foram tomadas com base em um estudo de viabilidade técnica e econômica em um contexto regular de otimização do portfólio.

O segundo fator que impactou os gastos exploratórios foi que continuamos a adquirir dados sísmicos para os blocos da 11ª rodada da ANP. Estes fatores levaram a um pequeno decréscimo no Ebitda, que foi de R\$218 milhões para o ano.

A receita financeira líquida aumentou 39% em 2014, chegando a R\$86 milhões, sendo composta principalmente por R\$120 milhões de receitas financeiras resultantes das aplicações financeiras da companhia, parcialmente compensadas por 34 milhões em despesas relacionadas às variações cambiais no saldo da provisão de abandono de Manati e de Atlanta.

Depreciação e amortização também aumentaram em R\$19 milhões; reflexo de um aumento permanente nos custos com depreciação da provisão do Campo de Manati. Todos estes fatores levaram a um lucro líquido de R\$166 milhões no ano.

O fluxo de caixa operacional para o ano foi de R\$348 milhões comparado a R\$376 milhões no ano anterior.

Passando para slide 8, como vocês podem ver, a receita e a produção de gás permaneceram praticamente estáveis em 2014 com uma produção maior do que a companhia havia projetado no início do ano em função de trabalho eficiente da equipe operacional.

A produção do ano caiu menos de 1% e a receita do ano aumentou 4% refletindo o reajuste contratual de preços. Tanto a produção quanto a receita tiveram uma redução no quarto trimestre de 4 e 2% em relação aos mesmos períodos do ano anterior, isso é resultado da queda na pressão do reservatório e conseqüente necessidade da planta de compressão do campo, que deve entrar em operação em meados de 2015, quando a capacidade de produção retornará a aproximadamente 6 milhões de m³ por dia e permanecerá neste patamar por mais alguns anos.

Avançando para slide 9, os custos totais do ano aumentaram para R\$235 milhões em 2014 comparados a R\$210 milhões em 2013. Novamente, a provisão de abandono de Manati foi o fator mais importante para este crescimento, já que as despesas de depreciação representam mais de 18 milhões do total de 26 milhões de aumento.

As despesas gerais e administrativas para o ano caíram 15%; para R\$59 milhões. A queda se deve ao aumento no valor alocado aos projetos operados pela QGEP que inclui B-S-4 e 5 blocos adquiridos na 11ª rodada.

Os gastos exploratórios também aumentaram, isto ficou particularmente evidente no quarto trimestre de 2014, num montante de R\$39 milhões. Provisionamos a devolução do bloco B-M-CAL5, o que resultou em um impacto de R\$34 milhões no quarto trimestre.

Passando para slide 10, o Capex de 2014 totalizou \$125 milhões. O desenvolvimento do bloco B-S-4 foi o principal foco contribuindo com \$87 milhões do total. A exploração vem em seguida contabilizamos \$27 milhões; a maior parte gasta em Carcará e nos blocos adquiridos na 11ª rodada.

Isso se compara a um total de \$193 milhões investidos em 2013 com a exploração representando \$154 milhões.

Olhando para frente, esperamos um aumento do Capex para \$187 milhões em 2015 e uma posterior queda para \$165 milhões em 2016. Os gastos exploratórios devem aumentar, indo de \$27 milhões em 2014 para \$93 milhões este ano e \$112 milhões em 2016.

A maior parte da exploração nos próximos 2 anos será despendida em Carcará, em contrapartida, esperamos uma redução nos custos de desenvolvimento de Atlanta; de \$87 milhões em 2014 para \$62 milhões este ano e \$42 milhões em 2016.

É importante ressaltar que as necessidades de Capex em 2015 e 2016 totalizam \$352 milhões e estão totalmente cobertas pelo nosso caixa. Temos uma posição de caixa robusta e liquidez adicional em nossas linhas de crédito.

Agora retornarei a palavra ao Lincoln. Lincoln, por favor.

Sr. Lincoln: Muito obrigado Paula. Iremos passar agora para os nossos ativos dando maiores detalhes do seu status e fecharemos com alguns comentários finais.

Passando para slide 12 temos uma visão panorâmica da construção da planta de compressão de gás do Campo de Manati e, ao seu lado, detalhes de um dos módulos compressores que irão trabalhar nesta planta.

A produção de gás de Manati foi de 5,9 milhões de m³ por dia em 2014; acima de nossa expectativa inicial. Contudo, a produção declinou no quarto trimestre e a expectativa é que se mantenha em patamares menores no primeiro semestre de 2015.

Esta queda remete a necessidade da instalação da estação de compressão de gás para que a produção possa retornar à média de 6 milhões de m³ por dia a partir do segundo semestre.

Em dezembro de 2014 o Campo de Manati respondia por 30% da produção de gás no nordeste, então, este é um projeto importante tanto para o consórcio quanto para o consumo de gás desta região.

Conforme as fotos, o consórcio segue avançando nos trabalhos da estação de compressão, que estão dentro do cronograma e do orçamento, com 55% da obra já completada, e esperamos iniciar a operação no meio do ano, o que exigirá uma parada da produção por cerca de 20 dias para interligar a planta ao sistema de produção de Manati.

Quando a estação entrar em funcionamento ela ajudará a retornar à capacidade de produção no campo e onde se espera uma média de 6 milhões de m³ por dia, a começar no segundo semestre. Baseado nesta perspectiva, vislumbramos que a produção média diária de gás se situe em torno dos 5,5 milhões de m³ neste ano.

Para 2016 e 2017 esperamos que a produção seja próxima à média histórica, ou seja, de 6 milhões de m³ por dia.

Vamos passar agora para o slide 13. No B-S-4 trabalhem para ter o primeiro óleo em meados de 2016. Esperamos iniciar a produção em um patamar de 25.000 barris por dia em um sistema de produção antecipada com 2 poços produtores por cerca de 3 anos.

Este é um importante projeto para a QGEP, pois é a primeira operação da companhia em um ambiente desafiador.

O Campo de Atlanta possui reservas certificadas pela Gaffney & Cline de 1P de 145 milhões de barris, 2P de 191 milhões de barris de óleo e 3P de 269 milhões de barris de óleo – atento que isto não reflete BOE; é só óleo e considerando os dados do teste do primeiro poço perfurado somente.

Como já foi mencionado, aos resultados iniciais dos testes dos 2 primeiros poços de Atlanta foram muito promissores, mesmo com os desafios técnicos enfrentados pela companhia.

Como vocês podem ver no gráfico, a produção de Atlanta poderá atingir 80.000 barris por dia de óleo quando começar o sistema de produção definitivo.

O consórcio também considera a perfuração de um terceiro poço para o sistema antecipado, o que poderá aumentar a capacidade de produção para 30.000 barris de óleo por dia, e é o que a parte preta do bloco tenta refletir.

Ao final do ano passado contratamos o FPSO Petrojarl I, da Teekay Offshore Partners, e esta unidade está prevista para chegar à locação no início de 2016, mais propriamente no final do primeiro trimestre.

O Capex total para o consórcio baseado em um sistema com 3 poços é estimado em \$728 milhões com um Opex de \$480 milhões por dia. Líquidos para a QGEP, isto corresponde a um Capex de 218 milhões e um Opex de US\$144.000,00 por dia.

Com estes dados vocês podem imaginar qual pode ser a margem que este campo pode nos dar.

Passando para slide 14 vemos o bloco B-M-S-8, no qual fizemos a importante descoberta de Carcará, que apresentou uma das maiores colunas de óleo no Brasil com 471 m até o momento.

No B-M-S-8 tivemos um significativo progresso nos últimos 6 meses. Estamos agora focados na perfuração dos 2 poços de extensão nesta descoberta. A primeira fase de perfuração do primeiro poço de extensão foi concluída no final de 2014 e estamos atualmente perfurando o segundo poço, que está em andamento. Este poço será perfurado em uma única fase até a profundidade final de 6.400 m e previsto ser concluído em meados do ano.

Em assim que a perfuração for concluída, com sonda com MPD (managed pressure drilling), será movida ao primeiro poço para finalizar a perfuração. Temos 2 testes de formação programados para estes 2 poços que, em princípio, deverá ser feito com sondas distintas daquelas que estão fazendo a perfuração.

Os resultados dos testes disponíveis a partir do final de 2015 nos fornecerão dados sobre o tamanho e produtividade dos reservatórios de Carcará, os quais serão utilizados para ajudar e planejar as instalações e a capacidade de produção para este campo.

Adicionalmente, um terceiro poço de extensão de Carcará está previsto para 2016, bem como um teste de longa duração em 2017. Com isto, vê-se que há um esforço realmente

muito grande do consórcio para que se incremente o máximo possível o conhecimento e a perfuração nesta grande descoberta.

Em Guanxuma, outro prospecto localizado no B-M-S-8, esperamos iniciar a perfuração ainda no segundo semestre deste ano.

Entendemos que diversos fatores, tanto conjunturais quanto específicos do projeto, como a solução para o escoamento de gás, poderão impactar o cronograma do projeto, mas seguimos avaliando estas alternativas em conjunto com os membros do consórcio e aguardando a divulgação pelo operador de seu plano de negócios.

O consórcio continua empenhado em acelerar a delimitação do campo a fim de minimizar os potenciais impactos no cronograma de produção. Continuaremos mantendo o mercado atualizado à medida que tivermos novas informações sobre o desenvolvimento deste bloco.

Teremos uma série de eventos em 2015 que irão representar grandes passos em direção ao conhecimento e a customização da produção desta descoberta, que tem um significado muito grande para a QGEP, para o consórcio e para a área do pré-sal.

Passando para slide 15, como vocês sabem, em 2013 adquirimos na 11ª rodada de licitação da ANP a participação em 8 blocos distribuídos em 5 bacias. Estabelecemos parcerias com companhias brasileiras, regionais e globais, incluindo a Petrobrás, a Statoil e a Total.

A primeira etapa para estes blocos é a aquisição dos dados sísmicos 3D. Nas bacias da Foz do Amazonas e do Espírito Santo este processo foi concluído e atualmente estamos na fase de processamento destes dados.

Estamos também realizando estudos ambientais para submeter à licença de perfuração para os blocos que operamos no Foz do Amazonas e no Pará Maranhão com o objetivo de iniciar estas perfurações ao final de 2017.

Nas bacias do Pará Maranhão e Ceará a aquisição dos dados sísmicos já foi contratada e esperamos que os levantamentos sejam iniciados no segundo semestre deste ano.

O Capex com atividades exploratórias relacionadas à aquisição e interpretação sísmica líquidas para a QGEP está prevista em \$39 milhões em 2015 e 2016.

Para os 4 poços que comprometemos a ANP temos um Capex previsto de \$200 milhões, o primeiro dos quais poços deverá ser perfurado a partir de 2017.

Estamos trabalhando junto com outros operadores destes blocos para acessar sondas e obter licenças ambientais. Acreditamos que isto irá otimizar custos para todos os operadores e acarretará troca de expertise e de melhores práticas entre todos.

Passando para slide 16, que mostra o cronograma de nossos ativos dando muito destaque para a área exploratória, onde se vê que o nosso Capex está fortemente comprometido com nossa campanha exploratória. Como vocês podem ver, temos perfurações exploratórias programadas no B-M-S-8 no decorrer de 2015 e em parte de 2016.

No CAL-M-372 da bacia do nordeste planejamos perfurar no final de 2015, porém, ressaltamos que estamos aguardando a emissão da licença ambiental para poder começar.

Os outros cronogramas de perfuração são referentes aos blocos que adquirimos na 11ª rodada de licitações. Iniciamos a aquisição dos dados sísmicos agora em 2014 e iremos continua fazendo o levantamento e processar os dados para estes dados, até 2018.

Começamos e começaremos as interpretações destes dados a partir do segundo semestre deste ano. Atualmente esperamos iniciar a perfuração exploratória no segundo semestre de 2017 para fazer frente aos compromissos assumidos com a ANP.

O slide 17 mostra que a QGEP teve progresso no ano passado ao demonstrar uma postura disciplinada e aderir a uma estratégia consistente. Construímos um portfólio de ativos balanceado incluindo Manati, um dos maiores campos de gás não associados no Brasil. Geograficamente este portfólio está concentrado ao longo da costa brasileira.

Esta postura tem nos levado a apresentar resultados financeiros consistentemente sólidos e o fluxo de caixa sustentável para financiar o desenvolvimento e a exploração. No B-S-4 demonstramos nossa expertise técnica conquistada através de décadas de experiência e do nosso corpo gerencial e técnico e em nossa habilidade para atrair profissionais com um amplo espectro de conhecimento técnico.

Sempre tivemos um olhar diligente em relação as nossas finanças mantendo pouca ou nenhuma dívida e uma posição de caixa saudável. Hoje acreditamos que estamos nos aproximando de uma nova etapa na evolução da companhia.

Esperamos iniciar a produção de óleo em um espaço de 18 meses. Iniciamos uma política de dividendos anuais e temos os recursos e a motivação para buscar ativamente outras oportunidades que agreguem valor ao nosso portfólio, sobretudo considerando as condições de mercado.

No médio prazo, que definimos entre 3 a 5 anos, vemos a QGEP evoluindo para uma companhia com produção crescente e com fonte de receita maior de diversificada. Já demos passos importantes para aprimorar a nossa diversificação geográfica por meio de aquisição de novos blocos na 11ª rodada da ANP nos conferindo presença nessas bacias de fronteira pela primeira vez.

Esperamos ter diversos ativos produtores de óleo e gás. Hoje temos a produção de gás de Manati e em 2016, quando vamos produzir o nosso primeiro óleo como operador, aumentando a nossa produção diária de hidrocarbonetos.

Para alcançar isto pretendemos usar a nossa flexibilidade de caixa obtido pela nossa gestão financeira disciplinada. Como já disse a Paula, nossa posição de caixa líquida nos permite verificar as melhores oportunidades para acessar o mercado de capitais internacional de dívida.

À medida que nossa produção e fluxo de caixa aumentarem dividiremos este sucesso com os nossos acionistas por meios de uma distribuição de dividendos consistente e crescente.

No slide 18 podemos afirmar que não mais longo prazo há múltiplas oportunidades para a QGEP. Teremos uma base robusta no Brasil com expertise na exploração e na produção

em águas profundas. Também vemos oportunidades de expansão no Brasil, principalmente em bacias produtoras e de fronteira.

Vemos a evolução da QGEP como uma companhia com maior escala, diversidade e fluxo de caixa crescente construída através de nossos marcos que serão alcançados nos próximos 5 anos.

Dito isto, gostei de pedir a operadora para abrir para as 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, e digitem asterisco um. Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2.

Nossa primeira pergunta vem Frank McGann, Bank of América.

Sr. Frank: Okay, good day. Just a question, more kind of a big picture, I mean. Obviously the Brazilian oil industry is in a period of turmoil right now with Lava Jato and Petrobras' issues.

I was just wondering how... and you mentioned in your comment both in the press release as well as in the presentation about possible M&A and taking advantage being in a strong position to take advantage of that.

I was just wondering how you are looking at possible acquisitions, what types of things might... what assets, kind of assets might be most interesting to you? Would it be assets that are already generating cash flow, I mean, what type, where and any other types of descriptions you could give us on what might be interesting to you?

And then secondly, related to Lava Jato and Petrobras' problems, see, one of the key concerns right now is that projects that could be very important projects like Carcará might end up being significantly delayed because of cash flow and other issues.

I was wondering what you are seeing from Petrobrás right now in terms of that project specifically and how you are saying it acting in terms of making decisions: Has there been any changes, are things continuing as they have been or any color you could give would be very helpful?

.

Sr. Lincoln: Ok, obrigado Frank. Sem dúvida, são 2 questões importantes que estão sendo colocadas.

Com relação à M&A e aquilo que foi dito, nós estamos, de fato, sempre muito atentos ao que está acontecendo neste mercado, no Brasil, muitas vezes isto é feito de maneira mais aberta, outras vezes de maneira por convite e etc., e nós temos acompanhado todas estas oportunidades e avaliado várias delas.

Nós só não concluímos nenhuma em função de não se enquadrarem dentro da prática e dentro dos critérios corporativos que a companhia estava visando.

E com relação a esta parte de aquisição, a companhia tem uma visão muito clara; nós só gostaríamos de entrar em áreas, em princípio, em desenvolvimento ou em exploração.

Nós não estamos buscando, em princípio, uma área já produtora porque não conseguiríamos talvez agregar muito mais valor a ela, ainda que isto não esteja fora de uma possibilidade desde que haja uma eventualidade de ganho em termos de operação, ganhos em termos de estratégia ou ganhos táticos com respeito a escoamento, isto poderia acontecer.

Mas não é o nosso foco atualmente e nós estamos muito mais voltados para avaliar áreas que estejam no pré-desenvolvimento ou em exploração que já tenha alguma descoberta, mas não totalmente delimitada.

Nós vemos, então, que isto, de fato, ainda está por acontecer. Nós sabemos e temos acompanhado pelos jornais e pela imprensa de que a Petrobrás deverá fazer um desinvestimento neste ano, nos próximos anos, o número já foi até liberado, cerca de US\$13 bilhões, e nós acreditamos que a companhia poderá, sim, participar deste esforço que a Petrobrás está fazendo e eventualmente estarmos juntos em algumas destas oportunidades.

Só estamos então aguardando que isto seja divulgado para que a gente possa avaliar e ver se isto está dentro da nossa estratégia e dentro da nossa capacidade financeira levando em conta o que temos ainda a executar em Atlanta e também Carcará. Mas cremos, sim, que podemos ter algumas oportunidades neste potencial desinvestimento da Petrobrás.

Com relação à segunda pergunta, sem dúvida, nós acreditamos que é um desafio muito grande hoje em dia para a Petrobrás. O Lava Jato, "car wash", é algo que está, sem dúvida, afetando um pouco a dinâmica da própria indústria no Brasil e a própria dinâmica da indústria com a Petrobrás, mas, sobretudo, nós acreditamos na capacidade de realização que a Petrobrás tem, com seu corpo técnico de com o conjunto de oportunidades que dispõe, que está a seu dispor.

Com ação especificamente a Carcará (e é claro que deverá haver algum tipo de otimização dos investimentos) a nossa crença é que a Petrobrás tenha um conjunto de projetos para eventualmente fazer algum tipo de, não de desinvestimento, mas algum tipo de otimização, mas que o pré-sal talvez seja a última etapa desta fase para desinvestimentos.

Nós acreditamos que o problema não vá ser quanto a fluxo de caixa tendo em conta que a Petrobrás consiga apresentar o seu balanço, consiga obviamente equacionar os problemas do ponto de vista societário e financeiro e a gente não vê como hoje isto afetaria totalmente o Carcará. Mas é claro que a Petrobrás tem um desafio muito grande aí pela frente e, sem dúvida, em algum momento isto poderia causar algum impacto mesmo num projeto tão bom e tão grande como é Carcará, sem dúvida.

Operadora: Próxima pergunta vem de Madalena Costa, Morgan Stanley.

Sra. Madalena: Bom dia a todos. Eu gostaria de 2 perguntas para mim. A primeira é se poderia nos dar alguma coisa sobre este tax credit no quarto trimestre e a segunda é: Como é que nós deveríamos pensar no capital de giro going forward para a companhia dada a volatilidade nos últimos trimestres? Muito obrigado.

Sr. Lincoln: A Paula vai lhe responder, Madalena.

Sra. Paula: Madalena, boa tarde, é Paula. Com relação ao tax credit do quarto trimestre, acho que o grande impacto que a gente teve foi a utilização da Lei do Bem, inclusive nas nossas DFs a gente tem até uma nota explicativa especificamente sobre isto.

A gente utilizou o benefício desta lei que inclui processos com desenvolvimento tecnológico, que é o caso de Atlanta, então, a gente utilizou os benefícios desta lei para contabilizar créditos fiscais neste quarto trimestre e isto gerou para gente um crédito de R\$13 milhões, um impacto no quarto trimestre. Desculpa, R\$18 milhões de impacto no quarto trimestre.

Além disto, a gente tem impacto também de imposto de renda diferido sobre algumas provisões que a gente constituiu no quarto trimestre, como provisão de PLR e a provisão para a devolução do bloco B-M-CAL-5 anos, isto é que acaba impactando de forma expressiva esta linha de imposto neste quarto trimestre de 2014.

A sua segunda pergunta foi sobre o capital de giro para frente, né, considerando os nossos investimentos. Só reforçando, a gente, de fato tem, uma posição de caixa super confortável, a gente está inteiramente coberto para nosso Capex projetado para os próximos 2 anos e, além disto, a gente tem espaço no nosso balanço para alavancagem porque a gente já tem geração de caixa de Manati, a gente vai ter no curto prazo (até meados de 2016) geração de caixa em Atlanta, então, isto abre para gente um espaço para alavancagem no balanço também.

Então, do ponto de vista de equação financeira para continuar investindo eu acho que a gente se encontra numa posição bastante confortável, o que é especialmente importante neste momento.

Sra. Madalena: Obrigada.

Operadora: A próxima pergunta vem de Felipe Santos, JP Morgan.

Sr. Felipe: Bom dia Lincoln, bom dia Paula. Eu tenho, na verdade, algumas dúvidas simples. No Capex de vocês para 2015 vocês colocaram 21 milhões de produção, que eu acredito que seja relacionado a Manati. Dada essa inclusão no Capex, vocês não veem mais a despesa, o despesamento da estação de compressão e etc. e Manati, fazendo com que o lifting cost caia no futuro?

Porque havia uma expectativa que o lifting cost ele aumentaria a partir do ano que vem.

E a segunda pergunta é relacionada ao desenvolvimento do B-M-S-8. Eu vejo que vocês colocam o B-M-S-8 se desenvolvendo, sendo desenvolvido em 2016. Existe alguma perspectiva de perfuração de poço... de antecipação da perfuração de poço de produção em 2016? Obrigado, essas seriam as minhas 2 perguntas.

Sra. Paula: Bom, com relação à primeira pergunta, à este Capex que parece aqui em Manati, a gente tem 2 impactos diferentes na constituição da planta. Tem uma antecipação de recurso que a gente faz de US\$30 milhões da nossa participação e, na verdade, este valor ele é inicialmente capitalizado, mas ele depois ele vai ser alocado para o resultado ao longo da utilização da planta de compressão, então, isto também vai impactar os custos operacionais ao longo da utilização da planta.

E a gente tem uma outra parcela que, aí sim, é o aluguel da planta e dos equipamentos, a prestação dos serviços da compressão, que aí impacta direto os custos operacionais daqui para frente.

Então, por esta razão, a nossa expectativa de que os custos com a entrada da planta eles aumentem mais ou menos 50% em relação aos custos operacionais que a gente tem no hoje.

Com relação a segunda pergunta eu vou passar para o Michelucci.

Sr. Sérgio Michelucci: Felipe, boa tarde. Com relação à este poço que está programado para o ano que vem, que foi referido como aquisição de dados, é, na realidade, mais um poço de extensão dentro da acumulação e esta referência como aquisição de dados é dado de reservatório onde a gente baixou um poço não muito afastado do pioneiro e não muito afastado também deste poço que ora estamos funcionando mais para avaliar a variação lateral das características do reservatório, não tanto para dimensionar o tamanho da estrutura, mas mais focado em se avaliar, como eu já falei, esta variação de qualidade do reservatório.

Mas é um poço de exploração.

Sr. Felipe: Está bom. Pessoal, na verdade, em cima de cada pergunta, se vocês preferirem eu faço depois com vocês diretamente, mas só rapidamente, do Capex anterior que vocês divulgaram no trimestre passado, estes 21 milhões não entravam de Manati.

Qual foi a mudança de critério para agora entrar e anteriormente não?

E no segundo ponto do poço B-M-S-8 vocês conseguem depois prover um breakdown de quanto vocês estão colocando de custo de Capex de exploração ou desenvolvimento para cada um dos prospectos em B-M-S-8? Porque nesses US\$17 milhões deve ter alguma coisa de Guanxuma também, não?

Sr. Lincoln: Para 2016 ou 15?

Sr. Felipe: Isto.

Sr. Lincoln: O Guanxuma é um poço que deve começar em 2015 e ir até 2016, então, ele é um poço que vai cruzar os 2 anos, e tem o teste depois dos outros 2 poços que estão, em ora, em perfuração, que vão ser testados. Vai ser tudo concomitante aí, tá certo?

Sr. Felipe: Entendi.

Sr. Lincoln: Então, neste Capex que transita entre 2015 e de 2016 (no caso de Guanxuma) e poderia também ter algum valor associado aos testes dos 2 poços de extensão que estão ora em perfuração que também ampliaria. Estes testes têm normalmente duração de 2 a 3 meses.

Então, realmente, tem um custo considerado que a gente sempre leva aí.

Sr. Felipe: Tá bom. Obrigado Lincoln, depois eu faço follow-up com mais em detalhes com vocês sobre isso aqui. Obrigado.

Sr. Lincoln: Tá bom, a Paula vai te dar os detalhes.

Sra. Paula: Com relação à outra pergunta do Capex de Manati, a gente, de fato, já vinha divulgando este desençaixe inicial de US\$30 milhões, mas ao longo do texto das nossas divulgações; a gente nunca tinha incluído neste quadro específico do Capex.

Então, é a primeira vez que a gente inclui neste quadro porque a gente achou que ficaria mais claro se a gente colocasse como a gente trata os outros projetos também. Mas foi só uma questão de apresentação. A informação em si ela já era uma informação divulgada em releases anteriores.

Sr. Felipe: Sim, você tem toda razão, eu achei que fosse só uma mudança de critérios só por estar aparecendo no gráfico...

Sra. Paula: Não, é só forma de apresentação.

Sr. Felipe: Está bom. Ótimo, o obrigado eu falo com vocês depois. Obrigado mesmo.

Sra. Paula: De nada.

Operadora: A próxima pergunta vem de Gustavo Gattass, BTG Pactual.

Sr. Gustavo: Boa tarde pessoal. Eu tinha algumas aqui também. A primeira delas eu só queria entender; vocês mencionaram estes 728 milhões para o Capex do SPA. Quando a gente pensa na sua participação nisto, arredondando aí, dá mais ou menos uns R\$220 milhões e o valor que está colocado nestes próximos 2 anos dentro deste break up do Capex ele está bem mais baixo.

Eu só queria entender, primeiro, o quê que é a diferença? O Lincoln mencionou que isto aqui inclui o terceiro poço. Eu não sei se é só isto ou se tem alguma outra coisa que vai perdurar a durante os anos seguintes. Então, esta é primeira coisa que eu queria só confirmar.

A segunda coisa que eu queria confirmar, do ponto de vista do lado de Carcará, eu queria saber se vocês podiam dar alguma ideia adicional para gente sobre 2 coisas: Uma era o quanto que hoje vocês imaginam que o projeto pode estar exposto a uma unitização, quer dizer, será que a gente deveria pensar talvez na entrada em operação do equipamento e a empresa com menos de 10% quando isto acontecer, ou não?

Mas também do outro lado eu queria só entender se é plausível a gente considerar que Carcará com esta história toda que está acontecendo da Lava Jato pode acabar tendo equipamento alugado ou no caso afretado ou se é obrigatório vocês comprem o equipamento para ele? Era isto aí. Obrigado.

Sr. Danilo: Bom dia Gattass. Vamos esclarecer. Os US\$728 milhões colocados para o SPA, incluindo o terceiro poço, dá para nós aproximadamente uns US\$220 milhões e o Capex colocado em 2014, 15 e 16 ele não alcança isto, mas a explicação é que parte dele já foi gasta em 2013 e também.

Então, teve uma parte em 2013, que foi a aquisição dos equipamentos todos, e o início da perfuração dos poços, que começou lá em outubro de 2013. Então, uma parte já foi despendida em 2013, ok?

Sr. Gustavo: Perfeito. Então isto daí é o valor total incluindo este esforço que foi feito no passado de appraisal do ativo?

Sr. Danilo: Na verdade não foi appraisal, né, foi o início da perfuração dos 2 poços de produção ele se deu lá em outubro de 2013 e adquirimos também os equipamentos em 2013, então, os custos de 2013 estão computados aí.

Sr. Gustavo: Está ótimo, obrigado. Perfeito.

Sr. Lincoln: Muito bem, Gattass, com relação à sua pergunta, na verdade, eu não compreendi bem a relação da unitização com os eventos que estão ocorrendo aí, mas com respeito à unitização eu posso dizer: Sim, Carcará deverá ter uma unitização.

Hoje está muito óbvio que Carcará sai para fora do bloco, já existe até companhias vendendo dados pertencente as companhias de serviço e até mostrando um mapa do potencial que esta área tem também fora do bloco.

Então, isto vai ser feito, e tanto é verdade que a Petrobrás, como operadora (nós também já estivemos em algumas reuniões) já assinou um confidentiality agreement com a PPSA para que a gente, então, passe estes dados e discutam com ele para fazer o tal do pré-AIP – é o pré-acordo de individualização da produção – que é um “step” inicial para que você, então, comece a fazer o seu desenvolvimento.

Então, isto já está em andamento, eu não tenho o dado hoje, mas tem este acordo, já houve várias reuniões entre o operador e a PPSA (não é o único campo que tem isto, outros estão também nesta linha) e a princípio a gente não vê nenhuma mudança no estilo das contratações que deverão ser feitas para esta área.

Muito provavelmente isto vai ter afretamento, vão ser coisas alugadas porque tem sido hoje o cenário mais adequado, pelo menos em termos fiscais de tocar um projeto desta magnitude, e nada nos indica que haveria uma situação distinta desta.

Havendo o pré-AIP, havendo já a qualificação do volume que está fora e depois vai se saber como é que isto vai ser induzido, é o suficiente para que a gente possa, então, começar os nossos trabalhos do desenvolvimento porque ele tem que começar por um lado e, fatalmente, vai começar pelo lado de Carcará, que hoje congrega e vai congrega ao longo destes próximos 2 ou 3 anos o maior número de dados que permitam a gente iniciar esta produção. Não precisa conhecer o reservatório todo para que a gente consiga dar vazão aos processos para produzir.

Então, a gente acredita que isto não vai ser (porque nós temos este tempo pela frente) um empecilho para a entrada em produção em Carcará, não.

Sr. Gustavo: Está ótimo. Perfeito, obrigado gente.

Sr. Lincoln: De nada, um abraço.

Operadora: A próxima pergunta vem de Felipe Gouveia, HSBC.

Sr. Felipe: Oi, boa tarde a todos. A minha pergunta ela tem a ver com o contrato de Manati. Eu acho que se olhar um tempo atrás eu lembro que o que segurava a assinatura da renovação do volume era a definição de como e quanto custaria a planta de compressão.

A minha pergunta é: Se existe algum risco hoje em dia com relação ao volume deste contrato e um segundo risco com relação ao preço, se teria alguma discussão nova com a Petrobrás neste sentido?

Sr. Danilo: Boa tarde Felipe. Realmente, este contrato ele, aliás, vem sempre à tona, mas não, não há riscos.

A parte comercial do contrato está toda acertada, ele segue todo o padrão do contrato original em relação de preço e a única coisa que ficou pendente, que acabamos a discussão praticamente esta semana (e desta vez eu acho que fechamos o contrato realmente) era uma parte técnica porque este contrato foi negociado lá em 2008, onde as considerações de demanda e curva de produção eram completamente diferentes da atual.

Então, a discussão entre sócios e o comprador do gás era justamente a definição desta curva de produção onde são definidas as obrigações dos vendedores, que somos nós, e as obrigações dos compradores. É tudo relativo à esta curva de produção.

E com isto que foi discutido agora nos últimos meses, agora está definido e provavelmente vamos encaminhar para a assinatura nos próximos meses.

Sr. Felipe: Muito obrigado. Só follow-up em cima da questão. Então, da parte dos parceiros você não vê nenhum sentimento contrário, ou seja, eles evitando ou postergando este contrato mais para frente dado o ambiente?

Sr. Danilo: Não, não. Os parceiros todos sentaram à mesa e todos concordaram com a curva de produção e tivemos uma reunião com a Petrobrás onde encaminhamos a nossa posição, acreditamos que a parte comercial foi fechada e agora vai ser levado a instâncias superiores, se tudo estiver ok (que eu acredito que esteja) deverá ser encaminhado para a assinatura.

Sr. Felipe: Perfeito, muito obrigado.

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

Sra. Paula: A gente recebeu 2 perguntas aqui pela webcast e eu gostaria de responder às perguntas.

A primeira é: "Como e onde está aplicado o dinheiro da companhia, em reais ou em dólares? E se o movimento recente do câmbio afetará o Capex que a gente projetou para 2015 e 2016?"

Resposta: Bom, os recursos da companhia eles estão aplicados parte em reais e parte em dólar, mas a gente mantém mais ou menos entre 25 e 30% do nosso caixa ou em fundos cambiais ou em aplicações nas nossas empresas offhsore.

Então, mais ou menos 25 a 30% de alguma forma tem uma exposição ao dólar e isso cobre aproximadamente nosso Capex dos próximos 12 a 14 meses.

Com relação às projeções de Capex elas já são feitas em dólar, já que a maior parte do nosso Capex é, de fato, denominado em dólar. Então, isto não afeta os números que a gente passou para vocês porque elas são orçadas e acontecem a maior parte ligada ao dólar americano.

Com relação à segunda pergunta, vou passar a palavra para o Lincoln para responder.

Só lendo a pergunta, a pergunta ela é sobre o primeiro óleo de Carcará, se ele, de fato, será em 2018, como antecipa o atual plano de negócio da Petrobrás, considerando que o prazo para a submissão da declaração de comercialidade foi estendida até março de 2018.

Eu vou passar para o Lincoln comentar esse ponto.

Sr. Lincoln: Obrigado pela pergunta. Olha, com relação ao prazo para a extensão, este é um prazo folgado; ele é um prazo que permite que a gente faça os trabalhos adequados, é um campo grande e, portanto, ele precisa de mais dados para declarar comercialidade, que é exatamente o que nós estamos fazendo: Furando os 2 poços agora, testando os 2 poços, furando um poço para a aquisição de dados de reservatório em 2016 que complementa tudo isso que nós estamos fazendo com estes 2 poços ora em andamento.

Então, até março de 2018 é um prazo que pode ser antes e nós acreditamos que o consórcio, na medida em que se sinta satisfeito e seguro com os dados que nós estamos obtendo agora com esta perfuração, com os testes, quer dizer, não precisa esperar até 2018; ele pode eventualmente declarar esta comercialidade até antes disto.

O importante é que tenha estes dados com o mínimo da qualidade necessária e que tenha o teste de longa duração, que vai ser em 2017. Esta é a condição para que seja declarada a comercialidade normalmente se a Petrobrás tenha utilizado, só depois do teste de longa duração.

Então, 2018 é um prazo bastante elástico que permita com que a gente faça estes trabalhos.

Agora, se pode atrasar um pouco? Projetos desta magnitude sempre... a gente tem que contar com alguma possibilidade sem dúvida de atraso; são projetos grandes, depende de fornecedor, depende de tudo chegar no tempo previsto.

Então, é razoável que isto possa ter algum atraso aqui ou lá e é sabido por todos que Carcará tem um equacionamento para o escoamento do gás, que é importante pela quantidade de gás esperado, e ele é importante por quê? Por que ele provavelmente é um fator importante de monetização, diferentemente talvez de outras áreas que reinjeta o gás e etc.

Carcará é um gás que nós pretendemos monetizar e, desta forma, ele precisa de um equacionamento muito bem estruturado e que levará em conta todas as disponibilidades e infraestrutura que a Petrobrás dispõe hoje, tá bom?

Operadora: Novamente, para fazer uma pergunta favor digitar asterisco um.

Nossa próxima pergunta vem de Pablo Castelo Branco, e Itaú BBA.

Sr. Pablo: Boa tarde a todos. É Paula quem está falando. Eu queria, na verdade, só voltar nesta questão do budget para o desenvolvimento de Atlanta. Não ficou muito claro para nós como é que reconcilia o número que vocês informaram em dezembro e este budget que saiu agora de 728 milhões.

Será que vocês podiam só esclarecer a diferença do número que foi comentado em dezembro e do número de agora, para gente poder ter certeza que a gente está modelando corretamente?

Sr. Danilo: Ok, boa tarde Paula. Só retornando aqui ao número que foi dado em dezembro, se não me falhe a memória, US\$520 milhões para 2 poços...

Sra. Paula: Uhum, e depois um adicional que chegava em 640 ou 650 com o terceiro poço. Como é que isto se compara com 728?

Sr. Danilo: Desculpa, vamos lá, nós demos 520 milhões de Capex para 2 poços em Atlanta e dissemos que havia a possibilidade de perfuração de um terceiro poço, cujo custo seria em torno de US\$110 milhões.

Sra. Paula: Ok.

Sr. Danilo: Acontece que neste custo de US\$520 milhões não está incluído os equipamentos submarinos que já compramos para o terceiro poço. Então, nós gastamos, mas expurgamos para dar os US\$520 milhões contamos somente com custo dos equipamentos e serviços para os 2 poços.

Então, para o terceiro poço nós temos: O poço, linhas umbilicais, instalação, skid, árvore de natal. Todos estes já adquiridos, mas não computados nos 520. Ele será computado nos 728.

Sra. Paula: Mas, me ajuda aqui, 520 então não teria... isso que você está dizendo que não está incluído nos 520 não seria os 110 e daí um mais um outro dá 630? Como é que você chega nos 728, que a gente está com pouco mais de dificuldade de entender?

Sr. Danilo: De novo. 520 todos os equipamentos e serviços para os 2 poços.

Sra. Paula: Ok.

Sr. Danilo: 728 todos os equipamentos e serviços para o terceiro poço, que inclui 110 milhões que ainda não foram gastos e mais em torno de 100 milhões que já foram comprometidos, que são os equipamentos submarinos para este terceiro poço.

Então, que inclui: Linha de produção no terceiro poço, skid do terceiro poço, a bomba, o lançamento, umbilicais, tudo necessário para o terceiro poço.

Então, o total do terceiro poço: Cerca de U\$200 milhões.

Sra. Paula: Ok, então, se eu entendi corretamente, 728, na verdade, não é o total que vai ser gasto por que um pedaço disto já foi comprado para o terceiro poço, está certo?

Sr. Danilo: Isto é, exatamente. É exatamente.

Sra. Paula: Ok, está claro. Obrigada.

Operadora: Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra é a Sr. Lincoln guardado para as considerações finais. Por favor, Sr. Lincoln, pode prosseguir.

Sr. Lincoln: Mais uma vez eu agradeço a vocês toda a disposição de estarem conosco para esta apresentação.

Creemos que nós fizemos um ano muito bom em 2014 sob o aspecto operacional, sob o aspecto financeiro e demos grandes passos em direção ao aumento da nossa produção, ao aumento das nossas receitas e da inserção da Queiroz Galvão Exploração e Produção neste cenário de um operador confiável em águas profundas e esperamos estar dividindo com vocês sempre estas informações e estamos à disposição, mais uma vez, através do nosso RI para qualquer pergunta que seja necessário, qualquer dúvida que vocês tenham esteja ao alcance de todos nós para respondermos a vocês.

Mais uma vez, muito obrigado e até a vista.

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

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