

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao terceiro trimestre de 2013. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, a Sra. Paula Costa Côrte-Real, Diretora Financeira e de Relações com Investidores, o Sr. 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 Rumeno Guardado: Bom dia a todos e obrigado mais uma vez por participarem de nossa teleconferência de resultados. Junto comigo hoje para esta apresentação estão Paula Costa Côrte-Real, nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Danilo Oliveira, nosso Diretor de Produção, e Sérgio Michelucci, Diretor de Exploração.

Faremos um breve resumo de nossos resultados do terceiro trimestre e primeiros nove meses de 2013 e em seguida, como de hábito, abriremos o *call* para perguntas.

O terceiro trimestre de 2013 foi um período de progresso contínuo para a QGEP; quando executamos a nossa estratégia de crescimento sustentável e de maneira balanceada.

Os resultados financeiros do período ficaram em linha com as nossas expectativas, corroborando a boa previsibilidade que temos nos níveis de produção do Campo de Manati, que é o maior produtor de gás natural não associado do Brasil atualmente.

Como previsto, a produção do Campo retornou à plena capacidade após a manutenção programada que ocorreu no segundo trimestre deste ano. Adicionalmente, obtivemos progresso em nossos projetos em desenvolvimento e exploração, embora tenhamos incorrido em algumas alterações de cronograma, que comentarei mais à frente nesta apresentação.

É importante, no entanto, ressaltar que terminamos os primeiros nove meses de 2013 com sólida posição financeira, apresentando um balanço robusto, que nos fornece os recursos necessários para continuar a explorar e desenvolver o nosso portfólio de ativos.

Passando agora para o slide quatro, discutiremos os destaques relativos ao terceiro trimestre de 2013. A produção média do Campo de Manati foi de 6,2 milhões de m³ por dia no período, o que reflete tanto o retorno da plena capacidade de produção quanto à forte demanda industrial ocorrida no Brasil.

Com base neste desempenho e em nossa visibilidade para o quarto trimestre de 2013, projetamos que a produção média diária para o ano de 2013 ficará próxima ao limite superior da estimativa de 5,5 a 6,0 milhões de m³ por dia.

Estamos avançando em nossas atividades de desenvolvimento no BS-4, tendo iniciado a perfuração do primeiro poço horizontal no Campo de Atlanta, após o recebimento da licença ambiental no final de outubro.

Temos a satisfação de anunciar que recentemente obtivemos a aprovação de uma linha de crédito de R\$266 milhões da FINEP para financiar a nossa participação no Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta. Isto reflete o conhecimento por parte da instituição da inovação tecnológica que estamos utilizando para desenvolver este Campo e que potencialmente poderão ser replicados em outros campos de características semelhantes em águas profundas.

Com relação às atividades de exploração no terceiro trimestre, submetemos à ANP uma notificação de descoberta do poço Alto de Canavieiras, no Bloco BM-J-2, onde detemos participação de 100% e somos o operador. Embora tenha sido confirmada a presença de e hidrocarbonetos, serão necessárias análises adicionais para determinar a qualidade e o tamanho do reservatório.

No Bloco BM-S-8, esperamos iniciar a perfuração de um poço de extensão em nossa descoberta de Carcará no final deste ano, como anunciado anteriormente. Como vocês podem ver, estamos progredindo em todas as nossas frentes de negócio: produção, desenvolvimento e exploração, mantendo o foco na gestão de riscos e na disciplina financeira.

Por falar em dinheiro, aproveito o ensejo para passar a palavra para Paula Costa, nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, para revisar os destaques financeiros do terceiro trimestre e dos primeiros nove meses de 2013.

Paula, por favor.

Sra. Paula Costa: Obrigada, Lincoln. Passando para o slide seis temos um resumo dos resultados financeiros do terceiro trimestre e primeiros nove meses de 2013, comparado com os mesmos períodos de 2012. Tenham em mente que as comparações anuais são afetadas por gastos exploratórios de R\$157 milhões, que foram incorridos no segundo trimestre do ano passado.

Como vocês podem ver pelos números, o desempenho financeiro da QGEP permaneceu muito positivo no trimestre, com o Campo de Manati retornando à plena capacidade de produção. O maior volume de produção associado ao decréscimo nos custos, quando comparados anualmente, levou a um aumento de 2% no EBITDAX no terceiro trimestre de 2013, comparado ao mesmo período de 2012.

A receita financeira líquida foi ligeiramente menor no terceiro trimestre deste ano, quando comparada ao mesmo período do ano passado, principalmente como

consequência das variações cambiais que afetaram o saldo da provisão de abandono do Campo de Manati.

Nos primeiros nove meses de 2013, o EBITDAX atingiu R\$206 milhões, sofrendo um pequeno decréscimo em relação ao mesmo período do ano passado. Isso pode ser explicado principalmente devido ao aumento dos custos operacionais em função da manutenção programada que ocorreu em Manati este ano.

Passando para o slide sete, a produção total do Campo de Manati foi de 6,2 milhões de m³ por dia no terceiro trimestre de 2013, um decréscimo de 6% em relação ao mesmo período do ano passado, devido à produção excepcionalmente alta de 2012, que eu mencionei anteriormente.

Para os primeiros nove meses de 2013, a produção total foi de 5,9 milhões de m³ por dia, em linha com o mesmo período do ano passado. Estamos bastante confiantes de que a nossa produção média diária para o ano de 2013 irá se situar próxima ao limite superior da faixa de 5,5 a 6,0 milhões de m³ por dia passada anteriormente.

No terceiro trimestre de 2013 a receita líquida foi de R\$128 milhões, em linha com o mesmo período de 2012. Nos primeiros nove meses, tivemos um aumento de 4%, para R\$360 milhões, em comparação com o ano passado, devido ao reajuste do preço que compensou o pequeno decréscimo na produção.

Para 2014, estimamos que a produção de Manati fique entre 5,0 e 5,5 milhões de m³ por dia. Atualmente as negociações estão em andamento para a construção de uma estação de compressão de gás que deverá ser iniciada ainda em 2014. Quando a estação estiver em funcionamento, a produção irá retornar ao nível médio de 6,0 milhões de m³ por dia.

No slide oito, temos um detalhamento dos custos do terceiro trimestre de 2013 e dos primeiros nove meses do ano. Os custos operacionais foram de R\$47 milhões no trimestre, semelhante ao ano passado. Para os primeiros nove meses de 2013, os custos aumentaram 13%, como resultado da manutenção programada realizada no Campo de Manati.

No terceiro trimestre de 2013, as despesas gerais e administrativas foram de R\$13 milhões, representando uma redução de 3% em relação ao registrado no mesmo período do ano passado. Mesmo com maiores despesas relacionadas tanto ao crescimento das operações da Companhia, quanto ao aumento dos serviços de consultoria no período, a alocação das despesas do operador aos projetos dos Blocos BS-4 e BM-J-2 compensou este aumento.

Os gastos exploratórios caíram 31%, para R\$6 milhões no terceiro trimestre de 2013, em comparação com o mesmo trimestre do ano passado. Esses gastos foram basicamente associados à aquisição de dados sísmicos para os blocos que a QGEP adquiriu na 11ª rodada da ANP no trimestre passado.

O slide nove mostra o nosso CAPEX esperado para 2013 e 2014, não incluindo a planta de compressão a ser construída para o Campo de Manati, dado que o processo de licitação realizada pelo operador do Campo ainda está em andamento.

Para 2013, esperamos um CAPEX total de U\$200 milhões, dos quais U\$140 milhões já foram gastos nos primeiros nove meses deste ano. O orçamento está dividido entre os Blocos BS-4, BM-J-2 e BM-S-8 e os blocos adquiridos na 11ª rodada de licitação.

Para 2014, reduzimos o nosso CAPEX esperado para U\$215 milhões, dividido entre os mesmos blocos e incluindo também o BM-CAL-12, onde está programado um poço pioneiro no prospecto CAM#01.

Como vocês podem ver no gráfico da direita, a redução de CAPEX estimado para 2014 é resultado da alteração no cronograma de perfuração do poço de extensão de Carcará, Guanxuma e das atividades exploratórias no Bloco BS-4. Agora esperamos reconhecer uma maior parte do CAPEX em 2015.

Continuamos esperando que a exploração seja responsável pela maior proporção do CAPEX de 2014, representando U\$127 milhões de um total de U\$215 milhões.

Agora irei retornar a palavra para o Lincoln discutir os próximos fatos da Companhia. Lincoln, por favor.

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. Muito bem pessoal, agora passaremos por algumas atividades importantes para a QGEP previstas para os próximos meses.

Passando para o slide 11, teremos uma atualização de nossas atividades no Bloco BM-S-8. A perfuração do poço de extensão em Carcará deverá ser realizada em duas fases, sendo a primeira com início previsto para o final deste ano, onde deveremos perfurar até a base do sal, e a segunda fase terá início no segundo semestre de 2014.

Esta operação se deu em função da disponibilidade de equipamento chamado MPD – ou *Managed Pressure Drilling* – que controla a pressão do poço continuamente para garantir a segurança e a eficiência operacional durante a perfuração dos reservatórios do pré-sal, sobretudo.

A expectativa é que a conclusão da perfuração e o teste de formação a poço revestido ocorram até o final de 2014.

Eu saliento que esses cuidados são importantes, considerando que o Teste de Longa Duração neste poço será realizado no final de 2015 e o primeiro óleo é esperado para o final de 2018. Desta forma, todo o cuidado deverá ser tomado para manter a integridade deste poço para todas estas futuras ações que deveremos realizar.

Planeja-se também perfurar um poço no prospecto Guanxuma no final de 2014 ou início de 2015.

Vamos avançar para o slide 12. Como vocês podem ver, continuamos caminhando com nossas atividades. No BS-4, como já mencionei, a perfuração do primeiro poço horizontal está em andamento, o qual deverá ser testado no início do ano que vem. Após a conclusão, iniciaremos a perfuração do segundo poço no Campo. Estão planejados testes de produção para definir a produtividade.

Baseado em análises preliminares, estimamos que a capacidade de produção inicial fique num *range* de 6 a 12 mil barris/dia. O primeiro óleo é esperado para o final de 2015 e o desenvolvimento definitivo do Campo ocorrerá em 2017, início de 2018.

Já no Bloco BM-J-2, concluímos o poço Alto de Canavieiras a uma profundidade final de 4.800 metros, 750 metros abaixo da camada de sal. Como já mencionei, serão

necessários trabalhos adicionais para determinar a qualidade e o tamanho deste reservatório.

Atualmente, a Companhia está se preparando para apresentar um Plano de Avaliação da Descoberta para este Bloco a ser submetido para a ANP em dezembro deste ano.

Por último, no Bloco BM-S-12, o Consórcio está reavaliando as alternativas para este Bloco. Uma opção seria a reentrada no poço Ilha Bela em 2014, que acarretaria um CAPEX líquido para a QGEP de aproximadamente U\$25 milhões. A outra opção é devolver o bloco, e neste caso haveria uma baixa no imobilizado de aproximadamente R\$42 milhões.

Esta última alternativa é a que nos parece mais provável em função de outras iniciativas que estão sendo implementadas pelo operador na região e que fatalmente teriam algum impacto nesta decisão que deveremos tomar.

Decidimos adiar a divulgação de um relatório de certificação de recursos até que tenhamos mais dados com respeito aos nossos processos exploratórios e revisões das interpretações que estão em andamento.

Não temos uma posição exata agora, neste momento, de quando este relatório será concluído e divulgado. Sobretudo, em consequência da impossibilidade atual de divulgação dos ativos e prospectos que temos nos Blocos BM-S-8 e BM-C-27, nas Bacias de Campos e Piapara, que fazem a diferença em relação à nossa última divulgação.

Com relação à certificação de Atlanta, estamos terminando a análise interna do relatório recebido da Gaffney & Cline e deveremos publicar os números após a perfuração e teste no poço por ora em perfuração.

Podemos adiantar, no entanto, que os volumes vieram em linha com as avaliações internas do operador e já divulgadas aos senhores.

O slide 13 ilustra o cronograma das principais atividades do curto e médio prazo que compreendem a nossa estratégia de crescimento. O Campo de Manati nos confere um fluxo de caixa forte e previsível, e em 2014 esperamos fazer progressos significativos tanto em Atlanta quanto em Carcará.

A partir daí, esperamos o primeiro óleo de Atlanta em 2015, que nos dará fluxo de caixa adicional para investirmos em outros ativos promissores, incluindo a nossa importante descoberta de Carcará.

Ao longo deste processo, vamos enfatizar o gerenciamento de riscos mantendo uma disciplina financeira em relação ao gerenciamento de gastos e despesas de capital.

Para concluir, gostaria de ressaltar que estamos cientes das preocupações dos investidores após o pedido de recuperação judicial feito pela OGX há oito dias atrás. Estamos monitorando esta situação de perto e cremos ser muito cedo para um posicionamento nosso neste momento, até porque este é um pedido ainda em análise pelo Judiciário.

Em relação às nossas atividades conjuntas do BS-4, acreditamos que os documentos do Consórcio e o contrato de concessão protegem nossos interesses no bloco. Por outro lado, estamos também conscientes do desafio que este processo representa,

principalmente devido ao seu ineditismo no Brasil em relação às empresas de exploração e produção.

A QGEP continua a se diferenciar por sua estratégia realista e disciplinada, tanto nas atividades financeiras como nas operacionais, e estamos confortáveis com os recursos que dispomos para desenvolver o nosso portfólio de ativos.

Dito isto, gostaria de abrir, por favor, operadora, o *call* para perguntas.

Sessão de Perguntas e Respostas

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

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Felipe Santos, JP Morgan.

Sr. Caio: Bom dia. Na verdade é Caio Carvalhal falando. São duas perguntas muito simples. A primeira delas, se pudessem dar um *update* para gente, Paula e Lincoln, a respeito de como é que fica a expectativa de custo para esse poço de avaliação de Carcará com essa nova perspectiva, enfim, eu sei que são em duas fases, mas a impressão que eu tive é que o *drilling time* vai ser um pouco mais extenso. Eu só queria confirmar isso com vocês e ver se já tem um orçamento atualizado.

E a segunda pergunta; só me relembrem, por gentileza, como é que funciona mesmo o ajuste do preço do gás em Manati. Ele é feito anualmente e a partir do terceiro trimestre? Ele incide a partir do quarto? Se vocês puderem me lembrar a partir de qual período, e se confirmar se é anual e me lembrar em qual período que ele costuma ter este *update*. São estas as minhas perguntas, obrigado.

Sr. Lincoln: Muito bem, Caio. Olha, Caio, apesar desta mudança em duas fases eu entendo a origem da sua pergunta, ela tem procedência sim, por que poderia vislumbrar um aumento de custo, etc., mas nós até o momento não mudamos a perspectiva de custos para este bloco porque esse tipo de equipamento - esse tal do MPD - ele permite que se tenha um ganho de eficiência na perfuração.

Você se lembra do que aconteceu com Carcará; ele teve pressão, as pressões são sempre altas em áreas de pré-sal, Carcará tem uma espessura sedimentar muito grande de reservatório, então exige uma dedicação um pouco maior. E este equipamento permite que você fure quase *underbalanced* e, portanto, você tem uma eficiência operacional maior.

Então, em função disso, mesmo acreditando que você possa ter estas duas fases, que tem uma ida e vinda da sonda de perfuração, a gente espera não só ganhar no aspecto da segurança, mas também da eficiência operacional, já que vai ter um controle da perfuração muito mais dedicado, contínuo e com isso a gente poderia perfurar naqueles prazos que a gente está estabelecendo.

Então hoje, nós não temos modificação para isto acreditando nessas premissas, que de fato já ocorreram quando nós furamos um dos nossos poços lá no BM-S-12 – que foi a primeira vez que foi testado isso no Brasil, né, o Ilha do Macuco – e isso foi usado e foi

um sucesso, funcionou muito bem, era uma área de alta pressão, como você se lembra, inclusive no pós-sal. Foi usado esse equipamento e funcionou com muita eficiência, e aparentemente este foi um elemento que trouxe a operadora – a Petrobras – a fazer uma expansão do uso, sobretudo em poços do pré sal.

Então, nós não estamos, no momento, modificando os custos que nós havíamos divulgado.

A segunda pergunta a Paula vai te responder.

Sra. Paula: Oi, Caio. Com relação ao preço de Manati, a atualização é anual, ela acontece sempre no início de janeiro de cada ano e ela é, então, inflação local. Mas ela acontece a cada 12 meses e sempre em janeiro.

Sr. Caio: Perfeito, muito obrigado.

Sra. Paula: De nada.

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

Sra. Luana: Oi, boa tarde pessoal. A minha pergunta seria para o Lincoln. Lincoln, será que você poderia falar um pouquinho mais sobre essa questão da OGX no BS-4? Eu vi que teve uma alteração no cronograma, né, o primeiro óleo era esperado para o início de 2015, ele está postergado para o final de 2015.

Eu queria saber se isso já tem uma relação com a recuperação judicial da OGX ou se tem outro motivo? Obrigada.

Sr. Lincoln: Luana, obrigado pela pergunta. Não, não tem nenhuma referência estas modificações operacionais do primeiro óleo com relação à OGX. Nada que se refira a isto.

Nós sempre havíamos declarado que o primeiro óleo estaria ali na metade de 2015, início do segundo semestre etc., e agora nós empurramos um pouquinho isso para frente e estamos mais em linha com o que está acontecendo para o final de 2015.

Então, este adiamento está também relacionado às atividades operacionais, uma série de licitações que nós temos que fazer, sobretudo do FPSO. Nós já começamos internamente este processo e ele é muito rico porque a gente espera (não dá para se adiantar muita coisa agora) fazer uma licitação que cumpra com os vários aspectos que a gente está vendo para este primeiro óleo, já pensando eventualmente no futuro.

Então, é só isso que está demandando e que a gente achou prudente colocar para o final de 2015. Mas é mais relacionado a isso e nós já estamos andando célibes, na verdade, com esses processos, para cumprir este ano, está bom?

Sra. Luana: Está ótimo Lincoln, obrigada.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Christian Audi, Santander.

Sr. Christian: Obrigado. Olá, Lincoln e Paula. Eu tinha três perguntas. A primeira, se vocês pudessem dar um *update* com relação à dinâmica da planta de compressão de Manati, como é que está indo o processo?

A segunda, Lincoln, voltando ao ponto que você levantou da decisão de vocês não soltarem o relatório agora, não ficou claro para mim. Se puder, por favor, mais uma vez esclarecer as razões por esta decisão e dar a tua opinião de quando a gente deveria esperar algum tipo de relatório de *resources* de vocês?

E a terceira e última, Paula, talvez esta seja mais para você, se a gente pensar no caso da OGX, se vocês forem postos numa posição de ter que cobrir o pagamento do CAPEX da OGX junto com Barra, isso impacta financeiramente vocês muito?

Está claro que a gente ainda não tem uma decisão, mas se a decisão for da OGX cair fora, vocês vão ter que de pouco em pouco pagar o CAPEX que eles pagavam, quanto que isto afeta vocês financeiramente? Obrigado.

Sr. Lincoln: Obrigado, Christian. Bom, esta com relação à Manati eu vou passar ao Danilo, que tem mais riqueza na resposta do que eu para responder para você o que está acontecendo com a compressão, está bom?

Sr. Danilo: Bom dia, Christian. A contratação da compressão de Manati sofreu um atraso não no início dela, mas na análise das propostas que foram recebidas e está levando mais tempo do que o previsto inicialmente pelo operador – lembrando que a gente estava inicialmente prevendo esta contratação e início da construção em janeiro de 2014, final em dezembro de 2014 – há alguns aspectos técnicos que precisam ser definidos e discutidos entre as propostas recebidas com o operador, isto não foi concluído ainda.

Portanto, este atraso ou esta demora desta definição, desta contratação, vai impactar o início da construção e assim que a gente tiver este resultado a gente divulga os novos prazos para o início desta construção, ok?

Sr. Christian: Tá, e apesar deste atraso vocês estão mantendo os *targets* de produção de Manati tanto para 2014 e 2015, é isto?

Sr. Danilo: Ok, 2014 permanece a mesma coisa já que nós não tínhamos nada previsto da compressão em 2014. Em 2015 vai haver diminuição em função de quando inicia esta compressão em 2015, mas ainda não temos esta data. Só lembrando que, após a instalação da compressão, retorna aos níveis de 6,0 a 6,2 milhões de m³ por dia e antes desta compressão o nível de produção está em torno de 5,0 e declinando um pouco.

Sr. Christian: Ok, obrigado.

Sr. Lincoln: Bom, Christian, com relação ao relatório, nós realmente estávamos célibes a fazê-lo. Você sabe que nós fizemos uma sísmica nova lá no BS-4, lá para Piapara e etc., e estamos só interpretando, quer dizer, essa é uma área que temos que tomar muito cuidado em fazer as coisas. Nós já conversamos com a Gaffney a respeito do relatório de recursos prospectivos que a gente quer fazer, mas sem dúvida a gente tem que pôr isso sempre no horizonte, sempre tem que pôr isto em alguma perspectiva.

Nós iniciamos uma primeira discussão com a Petrobras a respeito do BM-S-8, por exemplo, que tem o Guanxuma, que também sofreu um efeito de revisão da reinterpretação com o Carcará e a gente não está vendo possibilidade de fazer essa divulgação, até no Carcará, porque esta é uma coisa que tem muitas relações ali entre estes projetos.

Então, nós sabíamos e já esperávamos estas discussões que os sócios estão tendo também com o operador e seria muito difícil que a gente colocasse no momento, sem a perfuração do poço de extensão em Carcará, qualquer outra coisa em relação aos outros prospectos que nós estamos vendo, sobretudo Guanxuma, que está sofrendo uma reinterpretação por todos nós, não só do operador, mas como nós também.

Então, BM-S-8 não poderia entrar. O BM-C-27 a gente está aguardando, até está demorando um pouco devido a novos atores que estão hoje presentes nesses *assignments*, nessas passagens de interesse como vocês sabem. Existem outros atores, o que atrasou um pouco todo o processo de passagem desses blocos.

Então, nós não temos ainda para o BM-C-27 o ok total da agência, que vai se submeter ao CADE, a outras instâncias. Portanto, nós também não poderíamos falar do BM-C-27.

E o Piapara, que são as três novidades que a gente estava vendo e que, de fato, a gente esperava já poder estar falando, está terminando a sua interpretação neste momento.

Então, a gente pretende fazer isso e agora a divulgação vai depender do andamento destes processos. A gente não pode fazer nada.

Hoje tem alguma sensibilidade no ar de que venha a contribuir para um atraso e para algum entendimento nesses processos. Então, nós estamos seguindo tudo muito "by the book", para fazer uma divulgação que é uma revisão dos projetos que a gente já tinha, inclusive do BM-J-2. O BM-J-2 hoje, eu posso adiantar para você, Michelucci pode falar mais do que eu, nós vamos ter que reprocessar, a ideia é tentar reprocessar a sísmica e rever aquilo.

Nós formamos uma espessura muito grande ali de cessão, muitos indícios de gás como vocês já sabem, e indícios de óleo. A gente também está muito curioso em saber o quê que isto nos dá para rever a potencialidade, não só do caráter do potencial do reservatório, mas também destes volumes.

Então, rever este relatório com todas estas coisas no ar que foram decorrentes, sobretudo de ações que ocorreram neste último semestre, não nos pareceu adequada. Ou seja, seria menos para ter aquilo que a gente já tinha com vocês de informação (estou falando quanto à informação).

Então, nós preferimos comunicar isso a vocês e esperar estas evoluções, sobretudo destes quatro ativos. Está certo, talvez o BM-J-2 não dê tempo porque ainda vai entrar na agência o pedido e haverá as discussões com a agência, mas pelo menos os outros três tendem a evoluir, não só no trabalho, mas também com os sócios para saber se pode divulgar ou não, o BM-S-8 inclusive.

Então, este foi o principal *driver* da gente não divulgar o relatório agora, porque tem muita coisa acontecendo – e boa, eu posso até dizer – de forma que nós preferimos adiar para ver se no ano que vem, no primeiro semestre, a gente consegue fazer isso e sempre na ideia de que a gente quer dar informações para vocês que permitam vocês fazerem e concluírem, (dentro de um nível desejado) com alguma coisa que a gente acredite.

Publicar por publicar, realmente, é algo que não nos interessa. Está bom?

Sr. Christian: Lincoln, só rapidinho, dado a dinâmica de Carcará, que parece que agora foi puxado para o fim de 2014, seria correto assumir então que a gente não deve esperar nada do ponto de vista de um relatório até mais para o fim do ano que vem, é isto?

Sr. Lincoln: Se a gente conseguir com a Petrobras que uma vez o poço perfurado e testado a gente possa fazer alguma divulgação, se não der para Carcará a gente vai ver a respeito dos outros, por exemplo, Guanxuma. Para nós já seria um ganho se a gente pudesse divulgar o prospectivo de Guanxuma.

Agora, se tiver furando, Christian, eu digo, é muito ruim num poço em perfuração fazer isto. Como nós estamos muito conscientes de que a gente precisa pelo menos iniciar Guanxuma em 2014, o quanto antes, nós preferimos não falar.

Há um ponto que eu me arrisco em falar para você, porque eu acho que vale a pena. Já tivermos a licitação do pré-sal este ano e há rumores, pelo menos a agência tem dito que pretende fazer uma nova em 2015, dois anos depois, 15 para 16, etc. Como Carcará ainda não demonstrou piamente onde é que está o limite do óleo, (ainda não demonstrou, vamos ver com extensão, com testes e etc.) há uma potencialidade de que uma boa parte do Campo saia do bloco.

Se isso vier a ocorrer, obviamente tem uma sensibilidade empresarial muito grande. Nós não queríamos também com isto dar uma divulgação para o mercado de algo que se reveste de um conteúdo confidencial e empresarial muito grande. A gente precisa medir, então, o que a gente vai fazer antes de divulgar o relatório disto.

Então, isto é algo que entra de uma maneira muito forte no nosso radar e que precisa ser mensurado caso haja um anúncio de um potencial *bid* para pré-sal – não sei, eu não posso falar isso, só aqui pensando alto com vocês – em 2015, final de 2016, a gente possa divulgar volumes desta natureza.

Então, nós temos que ir com cuidado nisto e ser bastante diligentes com estas informações, está ok?

Quanto à sua outra pergunta, a Paula vai responder.

Sra. Paula: Bom, vamos lá, Christian. Sobre a questão da OGX e o investimento que a gente tem ainda pela frente no Bloco BS-4, eu acho que tem pontos importantes para a gente mencionar, né.

Primeiro, até a data do pedido de recuperação judicial, a gente não tinha nenhuma inadimplência no Consórcio. Hoje a gente tem *cash calls* que estão em processamento, mas ainda estão dentro dos períodos para pagamento pelos consorciados.

Caso a gente tenha um potencial carregado – e aí você está certo, isso aconteceria num *pro rata* com outro parceiro do bloco – é importante lembrar também que a gente vai buscar todas as medidas cabíveis aí nos contratos e na lei para a manutenção e continuidade do projeto.

Este é um projeto que é dividido, como você sabe, em duas etapas. Aí a gente tem uma primeira parte que é o SPA, cujo investimento é um pouco menor, é um investimento total de U\$420 milhões. Então, a parte que cabe à OGX é 40%, em torno de US\$170 milhões (isso é o total né, parte deste investimento já foi inclusive realizado) e o fato de

a gente ter aí um *pro rata* com outro parceiro não nos fragiliza do ponto de vista financeiro, que eu acho que foi um pouco a sua pergunta.

Então, isso não colocaria a Companhia numa posição frágil do ponto de vista financeiro.

Sr. Christian: Tá, obrigado, Paula e Lincoln.

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

Sr. Luiz: Boa tarde pessoal, boa tarde Lincoln, Danilo, Paula. Eu tenho duas perguntinhas e um *follow-up*. Em relação a Carcará, a gente tinha realmente a P-73 no plano da Petrobras, do operador, alocada para este projeto. Isto já mudou. Eu queria saber se vocês têm algum *update* em relação ao FPSO que seria, vamos dizer assim, alocado para esse campo, para esse prospecto em 2018, dado que a data do primeiro óleo não mudou.

Segunda pergunta; apesar de vocês terem postergado este relatório de reavaliação de recursos, eu queria saber se isso logicamente inclui Manati ou não. Vocês divulgaram recentemente um relatório de reavaliação de reservas e vocês pretendem divulgar, então, Manati separadamente dos outros? O período seria 12 meses da última divulgação? Como é que vocês estão pensando nisso?

E um terceiro é só um *follow-up*; qual o motivo real da postergação da pintura de Manati? Alguma plataforma, algum motivo específico? Obrigado.

Sr. Lincoln: Tudo bem, Luiz? Obrigado pela sua participação. O primeiro FPSO divulgado pela Petrobras foi a P-73 sim, é verdade, lá no início até. Obviamente nós ficamos também muito contentes, porque demonstrou a preocupação e a prioridade que a Petrobras está dando ao Campo de Carcará, a esta descoberta, por todas as características que já foram decantadas aí com vocês que eu não vou repetir, mas isto tem sido um diferencial, e a mudança também foi por causa disso.

A P-73 é uma das replicantes, sabe Luiz, e elas foram pensadas inicialmente para áreas que tenham muitos contaminantes, sobretudo, CO₂ e H₂S. Elas estão sendo preparadas num modelo muito comum para essa quantidade em alguns casos muito maior desses contaminantes em algumas descobertas do pré-sal – e pelo que nós já soubemos em algumas discussões com a Petrobras, esse campo não necessita de algo desta natureza.

Ele é um campo que tem um potencial e capacidade também grande, e tem outras características (inclusive de óleo, de um óleo muito bom). Então, tudo leva a crer que a Petrobras terá uma FPSO dedicada, customizada para este campo. Com isso, a gente imagina que deverá inclusive haver um ganho de CAPEX, já que não precisa de tanta especialização no processamento desse óleo, que é o que aconteceria no caso da P-73.

Então, essa foi a motivação maior que nós obtivemos com a Petrobras, que continua com seus estudos acelerados para esse campo.

Com relação a Manati, é o seguinte, já foi publicado o relatório desse ano e para o ano que vem nós vamos divulgar outro referente a dezembro de 2013. Então, nós vamos publicar com certeza Manati, ele está sempre nessa ótica porque ele está muito bem controlado e Manati não vai sofrer nenhum tipo de descontinuidade na divulgação desses relatórios, na nossa opinião.

Os outros também, a gente quer fazer de uma maneira contínua, tá, Luiz, a gente não quer pôr em comparação. Todos eles, tá, inclusive Atlanta, mas a gente quer dar o relatório para que vocês consigam dali fazer os seus modelos, retirar as suas análises e continuar recomendando a compra da QGEP, tá bom?

Então, esta foi...

Sr. Luiz: Lógico!

Sr. Lincoln: Manati vem sim, tá certo. E com relação à pintura, eu vou passar aqui para o Danilo, que nós também estamos em cima dele com o negócio dessa pintura aí.

Sr. Danilo: Luiz, essa pintura é uma manutenção necessária, mas não é emergencial e o operador fez a proposta de adiar de novembro para alguns meses depois, provavelmente final do primeiro trimestre ou segundo trimestre de 2014, basicamente por conta da contratação da embarcação de apoio que será necessária para fazer esta manutenção. Ele propôs e os consorciados aceitaram essa prorrogação e irão fazer isso no ano que vem.

Sr. Luiz: Fechado, claro. Lincoln, só um *follow-up*. Em relação ao relatório de Manati, a gente sabe que vocês divulgaram recentemente, mas a ideia é divulgar 12 meses para a frente da última divulgação, ou vocês pretendem divulgar iniciando no primeiro semestre? Só para saber. Ou ainda não tem um plano definido? Obrigado.

Sr. Lincoln: Danilo vai te responder aí, já dá andamento.

Sr. Danilo: As certificações são sempre feitas relativas à data de 31 de dezembro. Então, a gente chama certificadoras ao processo de negociação em torno desta contratação e ela deve sair ao final do segundo trimestre, sempre no meio do ano deve sair este resultado.

Sr. Luiz: Está claro. Obrigado, gente.

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

Sr. André: Oi, boa tarde, pessoal. Eu tinha três perguntas. A primeira sobre o MPD em Carcará. Eu queria entender como é que foi o processo; a Petrobras decidiu usar o MPD depois e não deu tempo de contratar o equipamento dentro do prazo, ou já tinha sido decidido usar o MPD e o *supplier* não conseguiu entregar no prazo; e se já tem *supplier* decidido, Schlumberger, Halliburton, etc? Se vocês pudessem dizer também eu acharia interessante.

Segunda pergunta, também mais na linha de *oil services*, como está a estratégia de *procurements* do BS-4? Algum equipamento vocês acham que tenha talvez mais *delay* para conseguir contratar, a decisão da FPSO ainda é contingente aos furos dos poços?

E terceira pergunta, fazendo um *follow-up* sobre o tema da OGX, se a gente chegar numa situação em que a OGX tenha que devolver o bloco para a ANP, e você e Barra quiserem exercer o direito de preferência na compra, a que *valuation* essa compra é efetuada? A preço de custo? Como é que a gente pensa sobre isso? Obrigado.

Sr. Lincoln: Obrigado, André, pelas perguntas. Não tão simples assim de responder, né, André, mas eu digo o seguinte, olha, eu vou te falar mais ou menos como é que nós temos acompanhado este assunto. O assunto MPD realmente é muito próximo da gente porque, como eu disse anteriormente, a gente usou no Ilha do Macuco e a instalação dele requer que a sonda esteja preparada e que tenha o *supply*.

Naquele momento, só para te dar o histórico, nós usamos a Weatherford, que forneceu na base do aluguel. Era também um teste, nos agradou e foi um aluguel, mas a sonda teve que ser preparada e etc.

Neste caso – e provavelmente por uma questão mercadológica – a Petrobras está fazendo uma contratação um pouco mais ampla. Eu não tenho exatamente quanto, mas são vários, eu não sei se chega perto de dez, eu não sei quantos eles estão fazendo, mas eles estão negociando em bloco, não só com *suppliers*, que você citou bem aí, Halliburton, Weatherford, etc., mas envolve uma terceira parte, que são as sondas. Envolve então as companhias de serviços também, porque vai ser instalada uma sonda.

Então, esta é uma negociação tripartite que envolve a própria Petrobras (que é a interessada aí e cliente), um fornecedor e o operador, que vai incluir provavelmente os custos disso no seu contrato. Então, é claro que isto tem um *delay* natural de convergência dessas três entidades, que são este cliente conversando com dois *suppliers*. É por isso que atrasou um pouco.

A gente vê este atraso, mas o que a gente vê também? O ganho em seguida, porque aí nós vamos estar com a sonda equipada para depois fazer o nosso *full development*, tá, para continuar na nossa programação.

Provavelmente o Guanxuma deverá usar também. Então, se a gente tem de fato um atraso no curto prazo em função desta negociação tripartite que a Petrobras está fazendo, a gente pode ter um ganho depois no médio prazo.

Então, é isso que a gente está vendo como ganho, além de ter pulso mais íntegro e provavelmente um custo mais controlado também porque estaria preparado para enfrentar estas situações que são realmente extremas, como o pré-sal.

Então, este é basicamente o motivo deste atraso, mas nós estamos olhando com otimismo para o que vem em seguida, certo, que vão ser instalados em todas estas sondas, ok?

Sr. André: Está ótimo, obrigado.

Sr. Lincoln: Bom, com relação à parte de compra do BS-4, o Danilo vai te responder.

Sr. Danilo: Bom dia, André. O processo de suprimento no BS-4, em Atlanta, está indo muito bem, todos os equipamentos para esta primeira fase já foram adquiridos, estamos em fase de recebimento agora, exceto o FPSO. Nós continuamos com a mesma estratégia, nós vamos para a rua daqui a no máximo 15 dias com o processo de *bid*, será dentro da mesma estratégia de dois FPSOs – um pequeno e um grande – e a decisão será tomada lá no final do primeiro trimestre de 2014 com o resultado do teste que nós vamos efetuar lá em Atlanta neste poço horizontal.

Sr. André: Ótimo, entendido, obrigado.

Sr. Lincoln: Muito bem, a outra sua era com relação à potencial devolução e como é que os sócios iriam se comportar, é isto né André? Eu entendi, o que acontece numa eventual devolução da OGX e o quê que aderia, né. Então...

Sr. André: O *valuation*, se você tivesse de comprar o desfeito da OGX, o *valuation*.

Sr. Lincoln: São conjecturas que obviamente estão aparadas também nos próprios documentos que regem a nossa atividade aqui no Brasil, e são vários, como vocês conhecem, seja o societário, sejam os que se aplicam ao nível das instituições oficiais – ANP, etc.

Agora, em havendo uma venda comercial em qualquer destas hipóteses que você aventou, é possível que tenhamos interesse, isto é possível. Isto será avaliado se este caso acontecer. E talvez hoje o valor de referência seja o que nós pagamos se isto porventura venha a ocorrer. É do nosso interesse.

Agora, em havendo uma perda da concessão, esse tipo de medida tem um tratamento muito específico nos documentos do Consórcio e do contrato de concessão, que vão ter que ser levados em conta, e aí não cabe pura e simplesmente um tratamento de venda que você faria, de venda ao mercado, ou o que os atores estarão interagindo para este fim.

Mas é bom sempre que se diga que nós vemos muito valor, eles também, mas nós damos muito valor a este ativo, mas dentro de determinados limites e dentro dos trâmites legais que se aplicam a este caso, está bom?

Sr. André: Ok, obrigado pessoal pelas respostas.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Gattass, BTG Pactual.

Sr. Gustavo: Bom dia, pessoal. Eu tinha três perguntas rápidas. A primeira delas é em relação a Carcará. Só para entender, se eu estou tendo o adiamento deste processo, vocês ainda tem convicção que poderia se começar um processo de perfuração para o desenvolvimento em 2016, ou isto tende a jogar a curva toda para frente? É só para saber se realmente dá tempo.

A segunda coisa, só do lado da compressão, eu peço desculpas que eu não consegui ouvir tudo o que foi falado aqui até o momento, mas eu só queria saber se vocês já conseguem passar para a gente pelo menos alguma sensação de se vai dar para fazer isto mesmo até o final de 2014, dado os atrasos.

E por último, no teste de Atlanta, é interessante que vocês estão colocando os primeiros meses aqui de 2014. Eu só queria entender o que vocês veem como possibilidade de não ter algo conclusivo? Isto daí existe ou é totalmente improvável, até o segundo ou o terceiro mês de 2014, a gente realmente vai ter um ponto de vista fechado? Obrigado.

Sr. Lincoln: Bom dia Gattass, obrigado mais uma vez por estar conosco aqui. Olha Gattass, sem dúvida Carcará tem todos estes desafios. A Petrobras continua falando de 2018 e tem um *span* de tempo realmente ainda muito grande. Eu acho que é bem razoável que continue em 2018.

Atrasos ocorrem, sem dúvida ocorrem. Competições podem existir, tem Libra e tudo isso passa sem dúvida pela nossa avaliação e tem passado pela avaliação de vocês também.

No entanto, onde é que nós estamos ancorando as nossas crenças, sobretudo o nosso otimismo? É no fato de Carcará ter este diferencial, de não ter contaminante, tem o seu reservatório, etc., e que sem dúvida para a Petrobras ele também tem um caráter estratégico para entrar em produção.

E com esta possibilidade de não ter que ter equipamentos tão específicos, no caso, pode até ser que a gente comece sim a perfurar em 2016, e mais do que isto, a gente não tem ainda o projeto discutido com a Petrobras, mas talvez a gente precise de menos poços para começar a produzir em Carcará, dada a qualidade de seu reservatório, que a gente espera que se confirme com o teste.

E aí, neste momento, falando em primeiro óleo, 2018 não fica realmente muito longe. E quando a gente fala de 2018, se for outubro, novembro de 2018 ou janeiro de 2019, para um processo desta magnitude é tudo igual, entende?

Então, nós mantemos este foco do final de 2018. É final de 2018, entendeu?

Sr. Gustavo: Está ótimo.

Sr. Lincoln: E tem o TLD também. Lembre-se que o TLD é um ponto fundamental, que é 2015. Talvez esta sua pergunta vai ficar muito clara mesmo para todos nós depois deste TLD. É ele que vai dar aquele elemento que está precisando para os estudos de reservatório e de produção, que aí vem pressão, vem tudo o que a gente está querendo deste campo no TLD.

Já vem do primeiro teste que a gente espera fazer, então, em 2014 e depois o TLD, que não deve ser muito longo, e aí nós vamos ter claramente esta visão. Mas nós estamos ainda confiantes deste *range* que nós falamos para você, Gattass.

Olha, para a compressão e Atlanta, que são as mais difíceis, eu passo aqui para o Danilo, tá bom.

Sr. Gustavo: Perfeito.

Sr. Danilo: Bom dia, Gattass. Vamos lá. Quanto à compressão, nós estávamos imaginando no cronograma original que por esta altura nós estaríamos já com um processo totalmente concluído e o operador já estivesse praticamente encaminhado, nos seus processos internos para a aprovação da Diretoria, a assinatura do contrato para ter início a construção no início de 2014.

Como este processo está mais demorado devido a discussões técnicas, com referência principalmente à máquina, custo e outros itens, logicamente não é mais possível o início desta construção em janeiro de 2014.

Nós não temos a data precisa porque vai depender exclusivamente desta finalização, da decisão do processo de *bid* e assim que a gente tiver este processo concluído, nós já teremos ideia de quando será o início dessa construção. A gente por enquanto mantém o prazo de 12 meses para construção, e esperamos que rapidamente a gente conclua isso e possa vir falar para vocês.

Quanto a Atlanta, nós continuamos a ter o mesmo projeto; furarmos esses poços e testar. E a pergunta sua de não ter algo conclusivo, é justamente a nossa finalidade. Em

não tendo algo conclusivo que nos permita ir para o Definitivo é que se justifica o Sistema Antecipado.

Se o teste não for conclusivo o suficiente para que nos remeta ao Definitivo, nós iremos continuar com o projeto original; iremos contratar um FPSO para 25.000 a 30.000 barris e iremos colocar estes dois poços em produção por três anos a fim de ter esta conclusão, ok?

Sr. Gustavo: Está ótimo. Obrigado, Danilo.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem da Sra. Paula Kovarsky, do Itaú BBA.

Sra. Paula Kovarsky: Boa tarde a todos. As perguntas são um pouco repetidas, mas acho que é um assunto que está preocupando todo mundo. O primeiro deles, a Paula mencionou em algum momento do *call*, que existia um *procedure* para que na eventual situação da OGX não comparecer com algum dos *cash calls* em andamento, ou se houvesse um *carry pro rata* entre os outros consorciados em algum momento, Lincoln, você comentou que num cenário de que a ANP julgue adequada a devolução da concessão você teria regras claras nos contratos para ver como é que isso poderia ser, se tem *right of first refusal* ou qualquer coisa que valha para os consorciados.

Talvez vocês pudessem ajudar a gente explicando um pouco o processo, quer dizer, o que leva de um *default* num *cash call* específico a uma decisão de retorno de concessão? Quais são as etapas? Como é que acontece o processo? Talvez isso ajude a gente a entender melhor o que pode acontecer.

E a segunda pergunta, com relação a Carcará novamente, o Lincoln falou alguma coisa sobre competição com outros projetos, essa é obviamente uma preocupação que a gente tem pelo fato da Petrobras ter agora Libra para desenvolver, então, na verdade, eu queria entender se na visão de vocês esse atraso de Carcará é simplesmente uma questão técnica, dos equipamentos, ou se ele pode representar algum tipo de mudança de estratégia ou de priorização dos campos?

E ainda sobre Carcará, vocês comentaram das dificuldades, da necessidade de ter dois *rigs* para conduzir a perfuração, de uso de equipamento para monitorar a pressão, etc. É razoável imaginar que esse poço de extensão de Carcará vai custar algo parecido com o que custou o primeiro? Quanto que o teste poderia adicionar nesta conta? Só pra gente ter uma ideia de custo, se possível.

Sr. Lincoln: Paula, vamos começar por Carcará porque está mais no *pipeline* das últimas perguntas, inclusive das últimas discussões. Talvez seja benéfico para todos que estão ouvindo, né.

O atraso que a gente está vendo, a gente pode chamar mais de técnico, não é da competição. É claro que a Petrobras tem aquela imensidão de contas para fazer, tem uma seleção, tem uma gestão integrada do que obviamente a Petrobras faz, e nós não temos este conhecimento todo, mas a gente também questiona eles e tem as devidas respostas e não parece que foi um atraso motivado, por exemplo, por necessidade de sonda – ela está com sonda – ou por necessidade financeira nenhuma.

O que motivou este atraso inicial foi esta necessidade de ter o MPD, que vai ter ganhos ao longo da perfuração. As duas sondas são exatamente para isso; uma começa a

perfurar sem o MPD (porque não é necessário) enquanto a outra está terminando com esse processo e vai para frente.

Eu não descarto, eu não posso descartar agora que esse processo vai vir rápido e que instalem um MPD numa sonda e que ela continue fazendo de uma vez só. Mas nós não estamos querendo que atrase o início do poço, porque quando tiver o retorno a gente já está com meio poço em princípio, meio poço já vai estar perfurado. E o atraso é em função exatamente dessa instalação. Então, a gente imagina e tem fé de que esse pequeno atraso que está ocorrendo na perfuração do poço, a gente venha a ganhar lá no futuro, tá certo.

E aí tem consequência no terceiro ponto da sua pergunta... se o custo vai mudar. O o custo de perfuração não deve ser o mesmo custo de perfuração que ocorreu em Carcará, exatamente por isso. Demorou um ano Carcará. Teve que combater perda devido à qualidade do reservatório, aumentava o peso de lama e tinha que fazer esse controle; perda, injeta, volta, fura devagar. Por isso que a Petrobras resolver usar o MPD.

Então, a gente está apostando. O nosso custo foi de U\$250 milhões para esse poço e vamos lembrar que ele vai ser testado, nós estamos falando de custo de perfuração.

Sra. Paula Kovarsky: Tá.

Sr. Lincoln: E Carcará foi muito caro. Carcará ficou em 320 milhões. Esse a gente está achando que vai ser bem menor e em menor tempo. Não há, em nossa opinião e em nosso conhecimento, mudança de estratégia da Petrobras com relação a este ativo, está certo, simplesmente é esta incorporação de uma tecnologia que a gente está vendo ganho sempre no médio e longo prazo com respeito a custo e eficiência operacional.

Sra. Paula Kovarsky: Antes de a gente mudar para o BS-4, você fez um comentário, Lincoln, você falou que não encontrou ainda o contato óleo-água e isso pode significar que você tenha uma parte relevante do reservatório para fora do bloco. A percepção de quão relevante pode ser esta parcela andou aumentando ou é só impressão?

Sr. Lincoln: O poço Carcará, por todas as dificuldades que depois nós enfrentamos no final dele - usamos um peso de lama alta, etc. - não ficou caracterizada a presença de água, esta é a verdade. Não dá para dizer que não tenho contato aí, mas a gente não conseguiu pôr o dedo: "olha, é aqui". E daí, esta perfuração da extensão vai tentar resolver este problema também. E a depender do que acontecer, você sabe de que com o contato é que nós vamos ver o tamanho da estrutura e é importante então para a gente saber se sai para fora, quanto sai para fora, até onde sai, que geometria ela tem. Ou seja, tem um caráter estratégico na perfuração deste poço e na decorrência de seus resultados que a gente vai ter que medir sim. É importante o que venha a ocorrer, sobretudo para o Consórcio, está certo? Esse é o papo.

Sra. Paula Kovarsky: Tá.

Sr. Lincoln: E aí eu ponho para ficar na linha aí da resposta que a Paula deu em relação ao BS-4 para você, tá bom?

Sra. Paula Kovarsky: Tá bom.

Sra. Paula: Oi Paula. Bom, vamos lá. De fato, o conceito de solidariedade dos consorciados é uma das situações previstas no contrato de concessão, mas dito isso a

gente tem algumas medidas cabíveis nos contratos de Consórcio, concessão e na lei aplicável que inclusive podem levar à perda do ativo.

Hoje é cedo até para a gente falar quais são os cenários possíveis porque, primeiro, o pedido ainda nem foi aprovado, o pedido de recuperação judicial, acho que ainda nem foi aprovado pelo Judiciário, depois porque foi um caso inédito aqui no Brasil.

Então, o que a gente até tem visto, até a mídia tem veiculado algumas notícias, algumas reportagens desenhando alguns cenários possíveis. A gente até ontem recebeu um ofício da CVM sobre a reportagem que saiu no Valor e a gente respondeu hoje – arquivamos um pouquinho antes do *call*, minutos antes do *call* – um comunicado em função dessa matéria de ontem do Valor, onde a gente esclarece um pouco como a gente vê esse processo.

É importante dizer que estes nossos esclarecimentos por ora são só conjecturas e que se você até quiser dar uma olhada neste comunicado que a gente fez, acho que ele tem um pouco da nossa visão sobre este processo.

Mas, de novo, é cedo para a gente falar sobre cenários em função deste ser um caso inédito aqui no Brasil.

Sra. Paula Kovarsky: Tá, mas você não consegue nem dividir com a gente, por exemplo, que nível de inadimplência pode gerar consequências mais sérias?

Sra. Paula: Hoje não tem inadimplência.

Sra. Paula Kovarsky: Sim, mas se quando elas ocorrerem.

Sra. Paula: Aí a gente tem algumas medidas cabíveis nos contratos. Esses contratos, alguns têm até cláusulas de confidencialidade, principalmente os que envolvem o JOA, por exemplo, é um contrato que tem cláusulas de confidencialidade, mas a gente vai usar esses contratos porque a gente entende que oferece proteção para a gente para caso este cenário venha a se configurar.

Sra. Paula Kovarsky: Está ok, obrigada.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros, Citigroup.

Sr. Pedro: Boa tarde a todos. Na verdade eu vou fugir um pouco aqui do tema central. Boa parte das minhas perguntas já foram respondidas neste lado. Eu queria saber um pouco sobre o plano de desenvolvimento e exploração que foi aprovado pela ANP no Campo de Oliva, onde vocês mencionam um poço a ser perfurado para aquisição de dados em 2016.

Eu queria entender do ponto de vista qualitativo como é a estratégia desse poço; ele é contingente ao resultado do Atlanta e do Piapara? Caso ele seja bem-sucedido, ele provavelmente vai motivar outros poços exploratórios? Como é que a gente deve pensar sobre esse poço?

E a segunda pergunta é mais para tirar uma dúvida. Neste trimestre vocês realizaram uma revisão bem grande na sua provisão para abandono de poços. Você pode mencionar o motivador desta revisão e se exist, antes de a gente ter algum custo, caixa de fato de abandono de poço até 2016?

Sr. Danilo: Pedro, bom dia, vamos começar pelo Oliva. O plano de Oliva permaneceu original. A nossa discussão com a agência foi basicamente: a agência pediu a antecipação de 2021 para 2018. Nós conseguimos demonstrar a impossibilidade, visto que Oliva é totalmente dependente de Atlanta e no plano original nós tínhamos oferecido um poço – este mesmo poço que está colocado em 2016. A única diferença foi que a gente tinha oferecido esse poço em 2018 para melhor balizar o projeto de desenvolvimento, visto que Oliva foi perfurado e descoberto em 1993 e de lá para cá nenhum poço adicional foi perfurado na área para adquirir mais dados.

Então, nós já tínhamos sinalizado a necessidade de um poço anterior ao processo do *fine-tuning* do projeto e teremos que antecipar por solicitação da agência. Então, esse poço é somente para adquirir mais dados para finalizar o projeto.

Sr. Pedro: Perfeito. Deixa eu só fazer um *follow-up*, Danilo, não sei, você já ia mudar de tema, perdão.

Sr. Danilo: Não, pode perguntar.

Sr. Pedro: Eu só queria entender a flexibilidade dele nessa questão do compromisso. Por exemplo, dependendo dos resultados que vocês tiverem em Atlanta e Piapara, se poderia mudar a data deste poço, ou ele tem que acontecer até 2016?

Sr. Danilo: A princípio não, é um compromisso que a gente assumiu com a agência. A não ser que a gente encontre algum fato novo que necessite levar uma nova solicitação para negociar com a agência, a gente poderia levar, mas a princípio hoje é um compromisso assumido desse poço em 2016.

Sr. Pedro: Está ótimo, obrigado.

Sr. Danilo: Quanto a o aumento da provisão de abandono lá para Manati, é que nós tínhamos uma previsão baseada nos custos de serviços feita em 2009 e o Consórcio sempre revisa as premissas anualmente. Até então nós não tínhamos nenhum dado que levasse a uma nova reavaliação do custo de abandono até este ano, quando nós realizamos o abandono do poço descobridor de Manati, que é o BAS-128.

Então, com estes custos atualizados, ou seja, custos reais de abandono deste BAS-128, nós revisitamos o orçamento de custo de abandono e atualizamos e o Consórcio agora irá adotar o custo de abandono para os poços de Manati apresentado aí na provisão, ok?

Sr. Pedro: Ok, perfeito. Só para entender a dinâmica deste processo no seu planejamento, existe previsão de mais algum abandono até 2016?

Sr. Danilo: Não. Não há nenhuma previsão até 2016.

Sr. Pedro: Está ótimo, obrigado.

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

Sr. Lincoln: Mais uma vez eu quero agradecer a presença de vocês para esta conversa da nossa divulgação e antes de terminar eu quero dizer que a nossa área de RI vai estar

sempre à disposição para qualquer ajuste, para qualquer detalhe que a gente possa estar conversando com vocês a respeito da nossa divulgação hoje, e quero também reafirmar mais uma vez em função de tudo isso que está acontecendo aí que a Companhia, que a QGEP, está atuando de forma diligente para a manutenção do projeto BS-4.

E sem dúvida, a gente espera que tenha o melhor final possível isto, tudo isso que vocês estão vendo aí, que a Companhia irá adotar todas as medidas legais, cabíveis para este fim, para que caso não encontre respaldo estas ações que estão ocorrendo da OGX, que a gente tente estar preparado para mitigar todo e qualquer risco a que a gente esteja sendo submetido.

Estas medidas que porventura venham ser necessárias, relativas ao descumprimento pela OGX do contrato de concessão e do contrato de consórcio, nós estamos tomando o cuidado que elas devem ser tomadas, sempre em consonância com a ANP, que é o órgão maior regulador destes assuntos ao nível do contrato de consórcio, e sem dúvida nenhuma nos termos da lei e dos contratos vigentes aqui.

Então, é isso que a gente pode dizer para vocês, para que vocês fiquem tranquilos com relação a este caso e saber que obviamente nós estamos tomando todas as precauções necessárias, ao mesmo tempo em que a gente espera que este final possa correr para alguma coisa que seja bastante sanável e para o bem de todos.

Eu agradeço muito a presença de vocês e uma vez mais ficamos à disposição com a nossa área de RI para qualquer outro esclarecimento que seja necessário. Um grande abraço a todos e tenham um bom dia.

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