

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao terceiro trimestre 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: Bom dia a todos e obrigado por participarem da teleconferência de resultados do terceiro trimestre de 2014 da QGEP, na qual mostraremos também o nosso progresso operacional neste período e nossos planos futuros.

Primeiramente, eu tenho a satisfação de anunciar que, do ponto de vista estratégico, continuamos a progredir na construção de valor da QGEP e avançar nas principais frentes de nosso negócio, que envolvem atividades de produção, desenvolvimento e de exploração.

No terceiro trimestre, aproveitamos a sólida demanda por gás natural e, através de medidas mitigadoras no nível operacional, foi possível manter a produção do Campo de Manati no patamar de 5,9 milhões m³ por dia. Como consequência, tivemos receita operacional acima do previsto inicialmente.

Estamos também nos estágios finais da negociação para a contratação do FPSO para o Campo de Atlanta. Esta operação vai consolidar nossa posição como operadora em águas profundas, alavancando a nossa Companhia para enfrentar novos desafios no desenvolvimento futuro de outros projetos.

Adicionalmente, antecipamos a perfuração do primeiro poço de extensão na importante descoberta de Carcará, localizado no Bloco BM-S-8. A perfuração da primeira fase deste poço foi iniciada em setembro e em breve daremos maiores detalhes sobre este cronograma.

É importante reiterar que esta é uma operação de alta prioridade para o consórcio e estamos confiantes de que esta descoberta irá gerar importantes frutos para a QGEP em uma região de alta importância para o futuro da exploração e produção no Brasil.

Continuamos a nos distinguir como uma das companhias de exploração e produção mais sólidas no mercado brasileiro, suportada pela forte receita proveniente do Campo de Manati aliada à eficácia de nossa disciplina financeira e gerenciamento de riscos.

Além disto, temos também como vantagem competitiva a destacar a excelência do nosso corpo técnico e gerencial na condução de nossos processos produtivos. Estes elementos têm fundamentado nossas decisões de investimento, tanto nos ativos de nosso portfólio, quanto nas potenciais novas aquisições que, por ventura, possamos incorporar à nossa carteira de projetos.

Passarei agora a palavra à Paula, nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, que irá apresentar os resultados financeiros deste trimestre e dos primeiros 9 meses de 2014.

Paula, por favor.

Sra. Paula Côte-Real: Obrigada, Lincoln. Passando para o slide 5, o desempenho do Campo de Manati continuou a surpreender as nossas expectativas neste trimestre. A produção de gás do campo alcançou uma média de 5,9 milhões m³ por dia, representando uma pequena redução em relação ao volume do terceiro trimestre de 2013.

O impacto na receita foi menos evidente devido ao reajuste contratual do preço de gás ocorrido no início do ano, que compensou parcialmente o impacto da queda de produção no campo.

Nos primeiros 9 meses de 2014, a produção média total de Manati foi de 5,9 milhões m³ por dia; um pouco superior à produção do mesmo período de 2013, enquanto a receita aumentou mais de 5%.

Para o ano de 2014, esperamos que a produção média de gás fique um pouco acima da nossa projeção anterior de 5,8 milhões m³ por dia. Os custos de produção do Campo continuam muito competitivos, mesmo após o aumento definitivo nos custos de amortização relacionados à provisão de abandono.

Como vocês sabem, estamos atualmente num processo de construção da estação de compressão do Campo de Manati. A construção está dentro do cronograma e do orçamento previstos e atualmente estão sendo realizados os trabalhos de engenharia civil.

No próximo ano, iremos iniciar uma importante manutenção na plataforma marítima de Manati, que envolve a instalação de linhas flexíveis e bombas d'água para água salgada, dentre outros. A manutenção será concluída até junho do ano que vem e não esperamos que impacte a produção. O objetivo é permitir a manutenção do nível de produção deste ativo. O custo total desta manutenção, líquido para a QGEP, é esperado em aproximadamente US\$20 milhões.

Esperamos que a estação entre em operação em meados de 2015, o que exigirá uma parada na produção por 20 dias para interligá-la ao gasoduto de exportação. Após este

período será retomada a produção do Campo, com a planta operacional, o que permitirá que a capacidade média de produção retorne a 6 milhões m³ por dia. Para o ano de 2015, esperamos uma produção média de gás de 5,5 milhões m³ por dia.

No slide 6, vemos que os custos operacionais do trimestre aumentaram aproximadamente R\$10 milhões em relação àqueles registrados no terceiro trimestre de 2013, incluindo uma variação de R\$5 milhões nos custos de pesquisa e desenvolvimento decorrente da reversão de uma provisão que tivemos no terceiro trimestre do ano passado. Tivemos também um aumento de R\$5 milhões com custos relacionados à amortização devido ao aumento permanente da provisão de abandono do Campo de Manati.

As despesas gerais e administrativas diminuíram 6% devido à maior alocação de custos para os projetos operados pela QGEP.

Os gastos exploratórios foram de R\$22 milhões no terceiro trimestre de 2014 comparados a R\$6 milhões no terceiro trimestre do ano passado. Este aumento reflete tanto a aquisição de dados sísmicos para os blocos localizados na bacia da Foz do Amazonas e do Espírito Santo como gastos relacionados à estudos geológicos e geofísicos para outros blocos do nosso portfólio.

Nos primeiros 9 meses de 2014, os nossos custos operacionais foram de R\$175 milhões, comparados a R\$152 milhões no mesmo período do ano passado. Esta variação foi decorrente, principalmente, do aumento dos custos de depreciação, conforme já mencionado, que foram parcialmente compensados por menores custos com manutenção quando comparados ao mesmo período de 2013, quando tivemos um elevado custo com a manutenção programada realizada em Manati.

Passando para o slide 7, temos alguns indicadores financeiros. O declínio no lucro líquido teve 2 causas principais. Primeiramente, devido aos gastos exploratórios, que aumentaram aproximadamente R\$15 milhões em relação ao mesmo período do ano passado. Em segundo lugar, tivemos um aumento de R\$10 milhões no imposto de renda e contribuição social, uma vez que no ano passado utilizamos alguns créditos de imposto de renda associados à incorporação da Manati S.A..

No terceiro trimestre de 2014, o nosso EBITDAX foi de R\$64 milhões, comparado a R\$86 milhões no mesmo período de 2013; também em função das sísmicas e demais gastos exploratórios incorridos no período.

No slide 8, mostramos a nossa estimativa de CAPEX para este ano e para o próximo. Em 2014, a QGEP espera desembolsar um total de US\$130 milhões de CAPEX; número um pouco superior à nossa estimativa anterior. A variação foi decorrente, principalmente, do fato de termos antecipado a perfuração no Bloco BM-S-8, o que trouxe uma parcela dos investimentos relacionados a esta operação de 2015 para 2014. Em 30 de setembro de 2014, já havíamos desembolsado aproximadamente US\$105 milhões.

Para 2015, aumentamos a nossa previsão de CAPEX de US\$130 para US\$145 milhões. A variação é atribuída principalmente às atividades no Bloco BS-4, para o qual estimamos um CAPEX de US\$40 milhões, onde continuamos a avançar com os nossos planos para contratação de um FPSO. No CAPEX total de 2015 esta revisão será parcialmente compensada pela redução com os gastos no Bloco BM-S-8, devido à antecipação de investimentos neste ano, conforme já mencionado.

Irei retornar agora a palavra ao Lincoln, que irá fornecer uma atualização do nosso portfólio de ativos.

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. Passando para o slide 10 temos um detalhamento do momento atual do Bloco BS-4. Estamos satisfeitos com o progresso que tivemos em Atlanta e com a eficiência com a qual conduzimos as operações neste Campo promissor.

Como divulgado no primeiro semestre, a Gaffney & Cline certificou reservas 1P de 147 milhões de barris, 2P de 191 milhões de barris e 3P de 269 milhões de barris de óleo. Nos sentimos bastante confortáveis com os resultados dos testes realizados nos 2 poços de produção de Atlanta, cujos resultados indicaram capacidade de produção próxima a 12.000 barris de óleo por dia por poço.

Com estes resultados pudemos mais que dobrar as nossas reservas 2P; de 44 milhões de barris de óleo equivalente para 101 milhões de barris de óleo equivalente. Destacamos que este incremental corresponde a óleo que, com sua produção futura, terá efeitos significativos em nossa receita.

Em nossa última teleconferência de resultados anunciamos que atendemos o pedido de postergação do prazo solicitado pelas companhias de serviço para apresentarem suas propostas para o FPSO que será utilizado no Campo de Atlanta. Esta extensão permitiu que estas companhias fizessem propostas mais balizadas, considerando os desafios que este campo nos apresenta.

Estamos confiantes que teremos o FPSO no local em até 14 meses após a assinatura do contrato, cuja proposta vencedora deveremos anunciar até o final do ano, que pretendemos concluir com a sua assinatura.

Relembramos que o primeiro óleo do Campo de Atlanta está previsto para o primeiro semestre de 2016 com uma capacidade de produção inicial de óleo de até 25.000 barris por dia. Nesta ocasião, com a venda do óleo de Atlanta, teremos uma fonte adicional de geração de caixa para auxiliar no desenvolvimento deste campo.

No slide 11 temos um resumo das atividades no Bloco BM-S-8. Avançamos para um estágio importante na exploração deste ativo com atividades em diversas frentes. Ao final de setembro, anunciamos o início da perfuração da primeira fase do poço de extensão de Carcará. A perfuração foi até a base da camada de sal e foi concluída no início de novembro. A próxima fase de perfuração será conduzida por uma sonda equipada com o Managed Pressure Drilling (MPD) para atender aos mais exigentes padrões de segurança e eficiência.

Após finalizarmos a perfuração da segunda fase, ao final de 2015, está programado um teste de formação para este poço. Além do poço acima comentado, iremos também perfurar o segundo poço de extensão em Carcará no primeiro trimestre de 2015. Este poço será perfurado em uma única fase com uma sonda equipada também com o MPD, onde se prevê também a realização de um teste de formação.

Ambos os testes irão fornecer dados importantes sobre a produtividade dos poços e fornecer outros parâmetros fundamentais para a futura produção. Os resultados do segundo poço de extensão serão divulgados ao final de 2015, enquanto as informações sobre o primeiro poço serão divulgadas em 2016. Estaremos, então, mais bem preparados para planejar a infraestrutura e as instalações de produção para o Campo.

Continuamos esperando e trabalhando para o primeiro óleo ao final de 2018 ou início de 2019, muito provavelmente; o que será um importante marco para a QGEP e para a exploração em águas profundas no Brasil. Porém, mais do que tudo, queremos enfatizar a importância que a produção de Carcará terá para a Companhia no médio e longo prazo e, sendo assim, é importante focar na melhor forma de maximizar sua produção e dispêndios associados, como os estudos que serão derivados dos poços exploratórios planejados para 2015 e que muito irão influenciar neste planejamento.

Ao final do ano que vem, iremos iniciar a perfuração do prospecto de Guanxuma, no Bloco BM-S-8, localizada a 30 km a Sudoeste de Carcará que, em caso de descoberta, poderá alavancar ainda mais nossa posição na área.

Em suma, é evidente o avanço que tivemos nas operações para este bloco, que reflete a prioridade estabelecida para estas atividades no âmbito do Consórcio.

No slide 12 temos um resumo de outros ativos exploratórios da Companhia. Com relação aos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP, estamos avançando na aquisição dos dados sísmicos e operacionais juntamente com os nossos parceiros e outros operadores na área, de forma a acelerar a obtenção destas informações e ter um custo mais adequado para as futuras operações nessas bacias.

Na Bacia da Foz do Amazonas já foram realizados os levantamentos sísmicos e iniciamos a fase de processamento destes dados. Também progredimos de forma significativa com os levantamentos nos blocos do Espírito Santo, localizados na bacia de mesmo nome, onde esperamos que a aquisição dos dados esteja concluída até o final deste ano.

Nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão contratamos a aquisição de dados sísmicos com a Polarcus e esperamos iniciar o levantamento no segundo semestre de 2015. A aquisição sísmica na Bacia do Ceará deve também ser iniciada no segundo semestre do ano que vem, enquanto na Bacia de Parnaíba e Pernambuco planejamos iniciar este processo somente a partir de 2016.

Nossos parceiros nestes blocos incluem *players* regionais e internacionais da indústria de Óleo e Gás. Os trabalhos de aquisição e análise dos dados sísmicos são os primeiros passos para a concretização de nossos compromissos exploratórios nestas áreas.

Estamos também em contato frequente com os operadores dos outros blocos na margem equatorial sobre possíveis sinergias relacionadas à nossa atividade de exploração, tais como logística, infraestrutura, *rig clubs*, estudos ambientais, entre outros.

Destacamos ainda que em outubro a QGEP recebeu a aprovação da ANP para o Plano de Avaliação da Descoberta relativo ao poço 1-QG-5A-BAS na seção pré-sal do Bloco BM-J-2, localizado a 20 km da costa da Bahia. No plano aprovado, a QGEP se compromete a realizar durante o primeiro estágio, com duração de 14 meses, o reprocessamento sísmico, a reinterpretação geológica e geofísica desta área e refazer os estudos de viabilidade técnica e econômica do bloco, que irão subsidiar as decisões futuras.

Passando para o slide 13, destacamos as nossas principais atividades planejadas para os próximos anos, alinhadas à nossa estratégia de criação de valor de forma sustentável.

Este ano foi um ano de preparação e de estruturação para a QGEP e acreditamos que conseguimos vencer os nossos desafios. Os passos que demos até agora em 2014 estão abrindo caminho para o desenvolvimento e crescimento futuro e acreditamos que 2015

será um ano chave para a Companhia. Estamos confiantes que as condições macro, no que se referem ao setor de Óleo e Gás no Brasil, deverão ter uma melhora no cenário institucional, uma vez definido o processo eleitoral e encaminhados os desafios macroeconômicos que o país tem enfrentado.

Teremos completado 2 novos poços no BM-S-8 que nos fornecerão informações essenciais sobre a produtividade dos poços (entre outras) e os volumes associados à descoberta de Carcará, e teremos ainda a perfuração do prospecto Guanxuma no segundo semestre do ano que vem, denotando um esforço crescente para esta área pelo Consórcio.

A estação de compressão de Manati deverá entrar em operação em meados de 2015, o que nos permitirá retornar à capacidade média diária de produção de 6 milhões m³ de gás natural.

No final do ano teremos os preparativos para a chegada da FPSO para o Campo de Atlanta e, quanto à exploração, a partir do segundo semestre já estaremos recebendo os dados sísmicos dos blocos das Bacias da Foz do Amazonas e do Espírito Santo.

Estamos satisfeitos com as conquistas que fizemos ao longo de 2014 e estamos confiantes para enfrentar os desafios que teremos nos próximos anos, sempre tendo como pilares a nossa disciplina de capital e o enriquecimento contínuo de nossa capacidade técnica e financeira para permitir o crescimento sustentável da Companhia e gerar retorno para os nossos acionistas.

Operadora, com isto eu gostaria abrir o *call* para as perguntas. Por favor.

Sessão de Perguntas e Respostas

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

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Frank McGann, Bank of America.

Sr. Frank McGann: *Hello, good morning. Just two questions if, I could. One is just in terms of exploration spending, standing that you're anticipating in the 4Q, I know this is a hard number sometimes to define ahead of time, but perhaps – we are pretty far into the quarter – you have any indication of what that will look like?*

And then secondly in Carcará, I mean, it appears that the Consortium is now moving forward much more quickly than maybe we even thought, you know, three months ago. I was just wondering, is there a reason for that or is it just because resources have been decided to be applied to it to drill these other wells?

Sr. Lincoln: Obrigado, Frank. Nós estamos esperando talvez algum incremento ainda de custo para este último trimestre, mas não muito grande. Eles vão se referir, sobretudo, à finalização do poço que nós acabamos de perfurar agora no Bloco BM-S-8, que terminou em novembro e ainda tem algum tipo de custo para ser debitado. Não é algo substancial,

mas ainda tem. Com relação à aquisição sísmica, que continua vindo, sobretudo, do Espírito Santo e das outras áreas onde nós já tivemos o início do processamento.

Então, a gente não espera um número muito grande, não, para este final de ano e provavelmente alguma outra coisa relacionado aos estudos. Como você sabe, nós estamos preparando vários estudos, inclusive ambientais, no que se refere às outras áreas e com relação à parte logística e de infraestrutura, onde já se começou a trabalhar um pouco, na região equatorial do Brasil.

Então, não serão custos importantes e estariam dentro das previsões que nós temos para a aquisição de sísmica e estudos destes poços.

Com relação ao BM-S-8, de fato, houve uma clara aceleração do processo. O campo de Carcará é um Campo importante, ele tem importância até no próprio enfoque logístico que, sobretudo, a Petrobras está dando para esta área, como no equacionamento de exportação de gás, no equacionamento da produção, de como seria e, sem dúvida nenhuma, como nós sabemos, o mercado de FPSO tem estado bastante aquecido.

Então, a Petrobras tem demonstrado esta necessidade de acelerar e tem feito isto visando adquirir estes dados que vão dar, então, as condições para que ela possa fazer, como já anunciado por sinal, uma licitação para o FPSO de Carcará.

Vai necessitar de mais estudos, Carcará, pela importância que ele tem, pela dimensão, pelas características e uma indicação disto foi, então, o início da perfuração deste primeiro poço, da primeira fase e o compromisso de estar chegando com a primeira sonda com MPD para o início de 2015, para furar uma outra extensão de forma direta, onde a gente espera adquirir muitos dados para os estudos que vão subsidiar a contratação deste sistema definitivo de produção.

Então, está bastante claro, nós ficamos muito contentes com o que está acontecendo e esperamos até que a gente consiga também perfurar o Guanxuma já em 2015, ou final de 2015, no Bloco BM-S-8.

Então, é esta a situação e sem dúvida tudo isto vai levar a que a gente possa ter – não digo uma aceleração de primeiro óleo, mas nós vamos ter – as condições técnicas para fazer todos os estudos necessários, que, aliás, têm sido feito em todos os outros campos do pré-sal de maneira bastante ágil.

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

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Felipe Gouveia, HSBC.

Sr. Felipe Gouveia: Oi, boa tarde a todos. Eu tenho uma pergunta em cima de Carcará também. É só tentar fazer uma leitura com acontecimentos que a gente pode chamar de “comparável”.

Então, com relação ao processo de unitização, aí tem 2 movimentos distintos; um de sucesso como o de Tartaruga Mestiça e Verde, mas que, embora seja do mesmo controlador, e o outro um pouco mais recente que é com relação ao Campo de Polvo com a HRT e OGX, que não chegaram a um acordo, ou nem sequer tiveram um acordo, não sei se pode comentar as 2 coisas.

Eu queria saber se algum arcabouço jurídico pode ser feito para vocês, no caso de chamar uma jurisprudência ou algo do tipo, para o caso de unitização de Carcará que potencialmente pode ficar fora do bloco. Eu queria saber se é possível fazer alguma leitura ou se vocês têm alguma opinião com relação a isto?

Sr. Lincoln: Bem, eu vou começar a responder pelo Polvo. A gente não sabe exatamente quais foram as condições que levaram a ANP a não afiançar a venda, que eu acho que é isso que você está falando, para a Maersk.

A unitização, que foi reclamada – não é isso? – pela HRT...

Sr. Felipe: É isto mesmo!

Sr. Lincoln: ... com relação à área da OGX, é isto que você está falando, né?

Sr. Felipe: Exatamente.

Sr. Lincoln: É diferente, quer dizer, o que nós lemos e depreendemos da leitura é que, parte do Bloco do Tubarão Martelo estaria entrando no *ring fence* de Polvo.

Depreendemos da leitura que não há uma continuidade física, mas depreendemos; eu não sei exatamente o que é. Mas depreendemos que não há uma continuidade física entre os 2 campos; Tubarão Martelo e Polvo.

O que há é, na verdade, como reclamado pela HRT e como lido nos jornais, de que haveria parte do Campo do Tubarão Martelo dentro do *ring fence* de Polvo, que não tem o mesmo tipo de implicação das unitizações que estão sendo feitas pela Petrobras no que se refere a pré-sal. É diferente e a área de Tartaruga Mestiça é uma área da Petrobras, que está aparentemente dentro do polígono do pré-sal, e foi conduzido de maneira muito aparentemente tranquila.

E, pelo noticiário que nós temos, as demais áreas que estão passando por este processo de unitização estão tendo uma condução muito adequada entre o operador (não necessariamente só a Petrobras, mas com a Petrobras envolvida) e a PPSA.

Este é um processo que, sem dúvida nenhuma, deverá passar também o Carcará no seu devido momento, mas até agora ele não tem, digamos, interferido nada no nosso processo.

Já houve até um acordo de confidencialidade assinado entre o Consórcio e a PPSA com vistas a começar a estudar este processo da unitização, que nós não estamos vendo como problema até o momento porque a Petrobras seria a operadora, já é a operadora do Bloco, é a operadora do excedente que, porventura, esteja fora, então, nós não estamos vendo maiores problemas com relação a isto, não.

Sr. Felipe: Muito obrigado, Lincoln. Se me permite só mais uma pergunta, não relacionada a isto. Foi perguntado há um tempo atrás, com relação a um possível interesse de vocês num *stake* adicional em Atlanta, que viria da ex-OGX, OGPar atual.

Eu só queria saber se alguma coisa mudou na visão de vocês, se ainda faria sentido, ou se seria muito arriscado você aumentar, vamos dizer assim, a aposta nesse ativo? Obrigado.

Sr. Lincoln: Olha, a cada dia que passa, Atlanta fica mais atrativo para todo mundo; para os consorciados, para todos, para o mercado em geral, dado o êxito que se revestiu até agora as nossas operações – não quer dizer que a gente não tenha risco, ainda tem – é um projeto de água profunda, com um óleo que é desafiador, mas tudo tem corrido muito bem. Então, tem chamado realmente bastante a atenção o Campo de Atlanta.

Nós continuamos numa política que foi traçada há cerca de 2 a 3 anos onde nós estamos buscando a diversificação de receita. Nós continuamos nesta política de diversificação, que começou e foi obviamente o fundamento para a aquisição de Atlanta e entrar no Bloco BM-S-8, saindo um pouco do gás, vindo um pouco mais para o óleo. Temos conseguido cumprir com esta determinação do nosso Conselho e a gente continua com esta ideia.

No entanto, a gente sabe que um dos parceiros, a OGX, na verdade, tem intenção de vender 20% deste *stake* que eles têm. Nós estamos olhando. Nós temos direitos de preferência, então, nós vamos observar; se isto no futuro vier fazer significado para gente em termos de preço e em termos da avaliação do nosso portfólio, a gente vai avaliar.

Mas não é algo que nós estejamos propalando, não é algo que nós estejamos buscando em função deste aspecto corporativo de diversificação de fontes de receita.

Sr. Felipe: Perfeito, muito obrigado.

Sr. Lincoln: De nada.

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

Sr. Gustavo Gattass: Boa tarde, Lincoln. Eu tinha 3 perguntas. Eu acho que talvez, assim, pudesse até quebrar; eu acho que uma é mais para você, uma para Danilo e uma para o Sérgio. A sua, eu só queria saber se você poderia falar um pouquinho mais para a gente da história de o quê que ainda está pendente no processo de Atlanta do FPSO, tá.

A do Sérgio, eu queria talvez puxar um pouquinho na pergunta que o Frank tinha feito, só entender - vocês terem definido um segundo poço de *appraisal*, se não for alguma coisa de obrigação direta com a ANP, deve ter alguma coisa que vocês estão querendo entender de forma diferente no Campo. Eu só queria saber se vocês podiam falar um pouquinho do quê que este poço adicional traz para a mesa; é só uma questão de tamanho, é uma questão de alguma outra variável que vocês estão tentando olhar na história de Atlanta? Só para gente entender o porquê do gasto agora.

E terceira, para o Danilo, a gente está vendo Manati consistentemente conseguir manter estes 5,9, caindo muito menos do que a mensagem de vocês era para o Campo, numa situação de produção constante ao longo deste ano. Eu só queria entender se isto daí tem alguma potencialidade ou algum potencial para trazer uma revisão de reserva para cima no Campo, se é que isto daí indica uma produtividade maior do que se imaginava no passado. Obrigado.

Sr. Lincoln: Ok, obrigado, Gattass. Bom, com relação ao FPSO, você se lembra que nós tínhamos uma data e houve alguns pedidos para a extensão para entrega das propostas. Nós fizemos o bid em 2 fases; uma mais técnica e a outra mais econômica. Nós estávamos preservando muito e continuamos preservando o *timing*, mas dado alguns desafios que tinham e, sem dúvida nenhuma, as 2 hipóteses que ficaram na mesa, um

pequeno e um grande, houve este pedido das companhias e nós concordamos, porque sem dúvida manteríamos uma competitividade neste processo e poderíamos ter custos mais eficazes e uma coisa mais definitiva. Foi o que nós fizemos e, portanto, houve este pequeno atraso de 2 a 3 meses para a definição. Eu posso dizer para você que a definição já está tomada com relação ao FPSO. Já se tem esta definição, já está em franco progresso a negociação do contrato.

Como você sabe, não é um contrato, são 6 contratos que a gente faz, seja do *bareboat*, seja da parte de O&M (operação e manutenção), é complicado, independentemente do tempo, mas esta decisão está tomada. O que nós estamos fazendo agora é o trabalho de *wording*, é um trabalho sobre as garantias e é um trabalho fechando o link entre todos esses contratos. Pelo menos 3 ou 4 deles têm relação.

Esta é, vamos dizer, a única condição que nos leva a não hoje falar para vocês qual foi a decisão tomada, porque nós temos que terminar e, sem dúvida, passar pelos Conselhos das 4 Companhias, né, das 3 sócias e da Companhia de serviço.

Mas isto já está tomado e está muito adiantado. Assim que isto for finalizado, com a assinatura e a aprovação, sem dúvida, dos sócios, nós não queremos nos adiantar até para não passar na frente dos *Boards* das Companhias, esta é a única coisa que não permite que a gente ainda divulgue ao mercado. Mas é uma decisão tomada e está indo muito bem. Eu posso dizer a você.

Sr. Gustavo: Está ótimo.

Sr. Lincoln: Quanto a Carcará, o Michelucci vai falar um pouquinho da importância do outro poço aí para você.

Sr. Sérgio Michelucci: Bom dia, Gattass.

Sr. Gustavo: Bom dia.

Sr. Sergio: Basicamente o que se está buscando são informações adicionais que nos permitam e suportem o Plano de Desenvolvimento do Campo, né.

Com o pioneiro e o primeiro poço de extensão a gente obviamente não vai conseguir responder todas as perguntas que se têm acerca desta acumulação, né. Entre uma delas é a questão de a que profundidade se encontra, por exemplo, o contato óleo/água do Campo que não foi atingido no poço pioneiro. Então, este segundo poço de extensão, por exemplo, está situado numa posição aonde vai nos permitir investigar este aspecto. Então, basicamente, é isto aí.

A perfuração deste poço foi proposta à ANP, o Consórcio ainda não teve resposta oficial, mas a gente está confiante que, como é um investimento adicional, não vai haver problema nenhum, né. E esta proposta foi antecedida de uma reunião com o corpo técnico da ANP que deu o aval para que a gente formalizasse esta proposta, né.

Então, não há nada de estranho aí, o tamanho da acumulação é muito grande, a gente tem que conseguir um número maior de amostragem das propriedades do Campo ao longo de toda a área dele, né.

Então, é dentro de um processo normal de delimitação de acumulação, não tem nada de estranho, nada de diferente neste procedimento.

Sr. Gustavo: Está ótimo.

Sr. Danilo: Bom dia, Gattass.

Sr. Gustavo: Bom dia.

Sr. Danilo: Passando agora para Manati, a resposta direta seria: não, não temos nenhum *upside*, nem aumento de reserva de Manati.

O que aconteceu foi que as previsões que foram feitas no ano passado para 2014 foram sobre as condições de produção à época e, pela pressão da demanda de gás este ano, o nosso comprador de gás, que é o próprio operador, refez os estudos do que poderia ser feito para aumentar a produção de Manati e chegando à conclusão que era dar menor contrapressão ao fluxo, ou seja, uma das providências foi a limpeza do gasoduto com maior frequência, porque ao longo da produção, os 125 km de gasoduto acumulam líquido, diminuindo a área de passagem do gás.

Então, com a passagem de *pig* mais frequentemente, este gasoduto ficou mais livre, dando ao reservatório maior liberdade para produzir. E a outra providência foi diminuir as pressões de operações em todos os vasos da estação de tratamento, de modo que, novamente, o reservatório pudesse ver mais livre a sua produção e com isto ele pôde dar um *output* maior. Mas não há nenhum incremento na reserva; permanece a mesma coisa, ok?

Sr. Gustavo: Está ótimo. Obrigado, pessoal.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Bruno Montanari, Morgan Stanley.

Sr. Bruno Montanari: Boa tarde, obrigado por pegar a pergunta.

Lincoln, eu queria entender um pouco a cabeça da Companhia, quando vocês mencionam aí oportunidades de aquisição num ambiente atual do preço da *commodity*.

Eu queria entender se vocês iriam mais para *stakes* minoritários, óleo, gás, entender um pouco o potencial tamanho ou quanto dispêndio de caixa poderia ser alocado para isto, enfim, um pouco mais de cor sobre este comentário. Muito obrigado.

Sr. Lincoln: Ok, Bruno, muito obrigado. Olha, Bruno, nós traçamos este tipo de estratégia da Companhia, da diversificação, que é o que a gente quer perseguir. Ela tem esta visibilidade de, eu diria até, médio prazo pelo menos, não é algo de curto prazo, é curto e médio prazo, com a ideia de a gente estabilizar bem a Companhia, estabilizar a sua produção, dar um pouco mais de previsibilidade para a produção e isto obviamente com vistas a dar um pouco mais de previsibilidade para o nosso fluxo de caixa, para fazer frente aos nossos desafios financeiros e etc.

Nós continuamos com esta ideia. Sem dúvida nenhuma. A Companhia felizmente tem uma posição de caixa bastante confortável vis-à-vis aos desafios que nós teremos ao nível do desenvolvimento que, sem dúvida nenhuma, a nossa intenção é estar alavancados para isto. A Paula tem seguidamente falado com algumas Companhias e com alguns bancos e com isto a gente vê plenamente possível a alavancagem, seja para Atlanta, seja para Carcará, o que nos daria esta flexibilidade para a aquisição de novas áreas. A gente continua olhando, hoje em dia ainda nós estamos mais voltados para

áreas de óleo, até porque Carcará, pelas suas características, vai ter uma produção de gás também significativa, o que sem dúvida nenhuma vai nos inserir neste mercado de gás que a gente acredita também - é um mercado em expansão no Brasil, a oferta está aumentando e com a oferta o mercado virá. Então, nós estamos de uma maneira ou outra inseridos já, não só com Manati, mas também com o que virá de Carcará ou do gás associado inseridos no mercado de gás.

Então, a nossa visão é mais para a área de óleo, de preferência áreas que possam estar no início do desenvolvimento. Não é intenção nossa, em princípio, entrar em áreas em produção, mas, sim, entrar em áreas em desenvolvimento onde a gente possa eventualmente até ser o operador (mas não é obrigatório, pode ser Consórcio), mas, em sendo possível, ser operador para que a gente possa ter algum tipo de sinergia nas áreas que nós viremos a operar.

Este, então, é o grande ponto nosso, de olhar projetos não tão grandes, projetos com volumes que possam estar até 300 milhões de barris que permitam que a gente, com o nosso fluxo de caixa, possa assumir futuros projetos, futuro CAPEX e é esta mais ou menos a natureza do que a gente faz.

Nós temos atendido alguns pedidos e algumas ofertas com relação a desinvestimentos e nós estamos sempre comparando qual é o impacto que isto teria no nosso portfólio.

Há sempre uma ideia, por enquanto, de que qualquer área que venha tenha que melhorar o nosso portfólio, seja do ponto de vista de aumentar a produção ou da diminuição de risco.

Este, então, é sem dúvida o nosso modelo que a gente sempre procura avaliar para entrar num projeto ou outro e, sem dúvida, a gente olha para o preço atual do óleo, mas considera o que vai acontecer sempre no médio e longo prazo, que é a característica da nossa indústria.

Sem dúvida o curto prazo dificulta um pouco esta avaliação, mas não é impeditivo. Não é impeditivo porque o nosso horizonte sempre é de 5 anos para frente, em termos de início de produção e pelo menos 15 de produção contínua, ok?

Sr. Bruno: Perfeito. Muito obrigado.

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

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

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

Sr. Lincoln: Eu quero agradecer a todos mais uma vez a presença, de estarem conosco em nossa divulgação, e renovar a nossa disposição de atender aos senhores a qualquer momento que seja necessário. Nós esperamos, sem dúvida nenhuma, ainda até o final do ano promover e divulgar notícias de muito interesse para vocês e que eu tenho certeza que serão sempre com o engrandecimento da nossa Companhia.

Ficamos à disposição e agradeço uma vez mais a presença neste *call*.

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