

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao primeiro 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 da QGEP.

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

Antes de iniciar a apresentação, eu gostaria de ressaltar que os resultados operacionais obtidos no Campo de Atlanta demonstram o acerto na decisão estratégica de investimento tomada pela Companhia após a abertura de capital. Além disto, continuamos a registrar sólida geração de caixa e um balanço patrimonial robusto.

Passando para o slide 3, vocês podem ver que este foi um trimestre importante para a Companhia, considerando todo o nosso portfólio de ativos de produção, desenvolvimento e exploração, pois mostra o quanto estamos bem posicionados para um crescimento contínuo e sustentável.

O principal destaque do primeiro trimestre foi o nosso progresso no desenvolvimento do Campo de Atlanta, localizado no Bloco BS-4. Os resultados dos testes realizados nos dois poços reforçam o potencial deste Campo, sobretudo por estarem no limite superior do intervalo de produção de nossas expectativas iniciais, bem como a certificação da Gaffney & Cline, que reconhece a existência de reservas 1P, 2P e 3P.

Concluímos com sucesso a perfuração do segundo poço horizontal, comprovando a capacitação da Companhia para a perfuração de poços tecnicamente complexos. Para

enfrentar os desafios que se apresentam neste desenvolvimento, ter uma equipe técnica com décadas de experiência foi um diferencial para alcançarmos esses resultados. Conseguimos atribuir um alto nível de *know-how* técnico ao projeto e consolidamos nossa atuação como operador, renovando a nossa crença no êxito deste projeto, e como uma mola propulsora para futuras parcerias. Daremos mais detalhes ao longo da apresentação com respeito ao Campo de Atlanta.

Estamos contentes de anunciar o resultado da certificação independente de Atlanta, realizada pela Gaffney & Cline, que apontou reservas 1P de 147 milhões de barris de óleo, reservas 2P de 191 milhões de barris de óleo e 3P de 269 milhões de barris de óleo. Estas são as primeiras reservas certificadas pela QGEP, além das reportadas para o Campo de Manati, e representam um marco importante para o crescimento da Companhia. Os valores certificados de Atlanta, líquidos para a QGEP, incrementam em mais de 100% as reservas 2P da Companhia, em termos de barris de óleo equivalente.

Também anunciamos hoje os resultados do relatório de certificação realizado pela Gaffney & Cline para o Campo de Manati, que apresenta reservas 2P, líquidas para a QGEP, de 7,1 bilhões de m³ de gás, referente a 31 de dezembro de 2013 e que ficou em linha com a reserva do ano anterior, descontando-se a produção do ano passado. Já as reservas líquidas 3P foram de 7,7 bilhões de m³, uma redução em relação à reserva do ano anterior.

No primeiro trimestre de 2014, mantivemos o sólido desempenho obtido no quarto trimestre de 2013 e registramos produção média diária de gás de 6 milhões de m³ no Campo de Manati. Mesmo com uma produção 8,6% menor em relação ao mesmo período do ano passado, a receita líquida do primeiro semestre ficou apenas 3,5% inferior, graças ao reajuste anual do preço do gás natural. Desta forma, continuamos gerando um fluxo de caixa operacional bastante substancial para suportar as nossas atividades de desenvolvimento e exploração.

O contrato da estação de compressão do Campo de Manati já foi assinado e alguns trabalhos de base já estão em andamento. Conforme havíamos sinalizado, a estação irá permitir que a capacidade de produção do Campo retorne aos 6 milhões de m³ diários a partir do segundo semestre de 2015.

No final do primeiro trimestre de 2014, apresentamos um balanço patrimonial robusto, fruto de uma disciplina de capital rigorosa na forma de conduzir os nossos negócios. A posição líquida de caixa de R\$828 milhões nos dá conforto para cumprir os nossos compromissos no curto e médio prazo e criar valor para os nossos acionistas.

Em abril, na Assembleia Geral Ordinária da Companhia, foi instalado o Conselho Fiscal, levando em conta um pedido feito por alguns de nossos acionistas minoritários. Este fato reforça ainda mais a nossa governança corporativa que deverá se refletir em benefícios para todos os nossos públicos de interesse.

Para sumarizar, nossos ativos em produção e em desenvolvimento estão superando as nossas expectativas e estamos progredindo para nos tornarmos um *player* importante no cenário de óleo e gás no Brasil.

Vou passar agora a palavra à Paula Costa que irá discorrer em maiores detalhes os resultados financeiros do primeiro trimestre de 2014.

Sra. Paula Costa Côrte-Real: Obrigada, Lincoln. No slide 5, podemos ver que o volume de produção do Campo de Manati permaneceu elevado no trimestre, mantendo o patamar de 6 milhões de m³ por dia. Este valor é similar à produção que registramos no Campo em 2013, mas um tanto inferior aos níveis do primeiro trimestre do ano passado, quando tivemos uma produção acima da média esperada para o Campo.

A receita líquida foi de R\$127 milhões no trimestre, com o aumento do preço de gás compensando, em parte, a redução na produção. Para o segundo trimestre do ano, esperamos um volume de produção similar ao do primeiro. Para 2014, continuamos a projetar uma produção média diária em torno de 5,5 milhões de m³. Sendo este um Campo de excelente rentabilidade, continuaremos registrando um fluxo de caixa operacional significativo mesmo com o nível reduzido de produção.

Estamos felizes em anunciar que o Consórcio está avançando com o processo de construção da estação de compressão de Manati. Todos os contratos já foram assinados e esperamos iniciar a construção nos próximos meses, para que a planta já esteja concluída e operacional no segundo semestre de 2015. Quando estiver em operação, antecipamos que a capacidade de produção do Campo irá retornar para o nível atual de aproximadamente 6 milhões de m³ por dia.

Ainda neste trimestre, concluímos o relatório de certificação da Gaffney & Cline para as reservas de Manati e estamos satisfeitos com o volume 1P e 2P consistentes com os relatórios anteriores.

Passando para slide 6, podemos ver a abertura dos nossos custos operacionais no trimestre. Verificamos um aumento de 19% em relação àqueles registrados no primeiro trimestre do ano passado, movidos principalmente por maiores custos de amortização relacionados ao aumento de provisão de abandono do Campo de Manati. Mesmo com este aumento definitivo, Manati continua apresentando uma elevada margem operacional.

No primeiro trimestre, os gastos exploratórios foram de R\$35 milhões, em comparação com R\$14 milhões do mesmo período de 2013. Este aumento se deve principalmente à devolução da descoberta de Biguá para a ANP, que impactou o resultado da Companhia em R\$28 milhões. Na última teleconferência de resultados, já havíamos sinalizado essa possibilidade e o Consórcio, de fato, optou pela devolução desta área.

No slide 7, temos alguns indicadores financeiros. O nosso EBITDAX aumentou 6% para R\$83 milhões no trimestre e tivemos uma melhoria na margem EBITDAX de 59% para 65%.

O lucro líquido foi menor neste trimestre em comparação com mesmo período do ano passado, principalmente como resultado de maiores custos exploratórios em função da devolução de Biguá. Continuamos com uma posição líquida de caixa robusta de R\$828 milhões no trimestre.

Além de um importante fluxo de caixa atual, temos um excelente potencial de médio prazo para Atlanta, que permite suportar confortavelmente as nossas atividades exploratórias e de desenvolvimento.

Passando para o slide 8, podemos ver as nossas projeções de CAPEX para 2014 e 2015. Não houve mudança em nossas projeções desde o último anúncio. O CAPEX de 2014 é majoritariamente composto por investimentos no desenvolvimento do Bloco BS-4, que

corresponde a 61% do orçamento previsto de US\$155 milhões de dólares. Teremos ainda uma parcela significativa de nosso CAPEX direcionado para o Bloco BM-S-8, bem como para a aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP.

Em 2015, projetamos uma redução temporária no CAPEX, mas iremos intensificar nossos investimentos à medida em que avançarmos com os trabalhos em Carcará e no desenvolvimento de Atlanta.

É importante observar que estes números não incluem os desembolsos para a estação de compressão de Manati, que esperamos em US\$30 milhões líquidos para a QGEP nos próximos 18 meses.

Agora irei retornar a palavra ao Lincoln, que dará maiores detalhes sobre o BS-4 e o nosso portfólio exploratório.

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. No slide 10, temos um resumo das nossas atividades no BS-4, onde avançamos bastante com as nossas operações.

Conforme dito anteriormente, em abril concluímos a perfuração e teste do segundo poço de Atlanta, que apresentou produtividade um pouco acima do primeiro poço, onde obtivemos razões estimadas próximas a 12.000 barris de óleo por dia.

Além disto, neste poço testamos com êxito a bomba centrífuga submersa submarina no leito marinho, ao invés de próxima ao reservatório, possibilitando ao Consórcio considerar esta alternativa no Sistema Definitivo, o que pode acarretar em uma redução sensível nos custos operacionais.

Ficamos satisfeitos não apenas com os resultados quantitativos dos testes, mas, sobretudo, com a eficiência operacional alcançada durante a perfuração e completação dos poços, fruto do nível de *expertise* técnica de nossa equipe. Reconhecemos também a competência das companhias de serviços que nos apoiaram nestas operações.

As reservas 1P de 147 milhões de barris de óleo, 2P de 191 milhões de barris e 3P de 269 milhões de barris de óleo, certificadas pela Gaffney, representam um marco importante para a Companhia, não apenas por dobrarem nossas reservas, mas pelo valor econômico que isso agrega ao nosso portfólio.

O próximo marco para o desenvolvimento do Campo Atlanta está relacionado à conclusão do processo de licitação do FPSO, que esperamos ocorrer no terceiro trimestre deste ano. Estamos ainda considerando dois cenários de produção: continuar com o Sistema de Produção Antecipada ou prosseguir diretamente para a FPSO do Sistema Definitivo. A decisão final dependerá da economicidade do projeto, levando em conta os custos e *timing* da chegada da unidade escolhida. Em qualquer um dos cenários, esperamos o primeiro óleo de Atlanta para o final de 2015/início de 2016.

Passando para o slide 11, a ANP aprovou uma extensão do Plano de Avaliação do Bloco BM-S-8 até o início de 2018. Esta extensão vai permitir uma avaliação mais consistente do potencial do bloco e, o que é importante, durante a fase de exploração.

Considerando este cronograma, o Consórcio decidiu prosseguir com a perfuração do poço de extensão de Carcará em uma única fase, que será iniciada no final do ano com uma sonda equipada com a ferramenta de MPD (ou *Measured Pressure Drilling*), de acordo com o comprometimento do Consórcio com a eficiência e a segurança operacional.

Planejamos também um Teste de Formação neste poço em meados de 2015 e um Teste de Longa Duração no ano de 2016. Também está previsto o início da perfuração do prospecto de Guanxuma no final de 2015.

De acordo com o cronograma do operador, o primeiro óleo de Carcará é esperado para o final de 2018. Carcará é um ativo altamente promissor, com potencial de ser transformacional para a Companhia e vai compensar o esforço que está sendo dedicado a este ativo.

Temos no slide 12 um breve resumo de outras atividades em andamento. Estamos trabalhando de maneira diligente para contratar os dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP do ano passado. Como vocês podem ver, iniciamos o processo de aquisição destes dados para o bloco que temos na Foz do Amazonas, e até o final do ano esperamos iniciar a aquisição sísmica para os demais blocos, exceto na Bacia de Pernambuco-Paraíba, cujos esforços só serão iniciados em 2016.

Além disto, continuamos as negociações com a ANP para o Plano de Avaliação do Bloco BM-J-2 e esperamos ter a decisão final até o fim do mês que vem.

No slide 13, destacamos os principais eventos futuros para a Companhia. Neste ano de 2014, prevemos concluir a contratação do FPSO de Atlanta e iniciar a perfuração em Carcará. Em 2015, concluiremos as atividades do poço de extensão de Carcará e realizaremos um Teste de Formação neste poço. Este teste é fundamental para a definição do Sistema de Produção para o Campo.

No final de 2015, está previsto o primeiro óleo de Atlanta, que irá nos fornecer um fluxo de caixa adicional para suportar os projetos do nosso portfólio.

Olhando mais para frente, temos outras perfurações exploratórias previstas, incluindo aquelas dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, bem como o início da perfuração dos poços de desenvolvimento de Carcará. Entre 2018 e 2021 aguardamos o primeiro óleo de Carcará e do Campo de Oliva, localizado no Bloco BS-4.

Antes de finalizar, gostaria de ressaltar que iremos seguir com as nossas atividades, usando a mesma abordagem de disciplina financeira que tem nos diferenciado como uma das mais sólidas Companhias independentes de exploração e produção no Brasil. Um fato que eu gostaria de destacar é a nossa mudança de patamar, em termos de valor, considerando pelo menos a duplicação de nossas reservas provadas.

Operadora, com isto gostaria de abrir o *call* para a sessão de perguntas e respostas.

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 da Sra. Paula Kovarsky, Itaú BBA.

Sra. Paula Kovarsky: Bom dia a todos. Eu queria fazer 2 perguntas aqui de *follow-up* da certificação de Atlanta. A primeira delas é só para entender e ter certeza de que a

gente está entendendo o conceito do que está sendo feito, quer dizer, esta certificação se refere ou está baseada nos resultados do primeiro poço e seguem aquela ideia de que você tenha um poço, imagino, um raio nesse poço e a partir da definição deste raio vai haver uma definição de 1P, 2P e 3P.

Se isso é verdade, quer dizer que um segundo poço pode eventualmente aumentar consideravelmente estes volumes? Eu queria entender se é assim mesmo que a gente deve pensar.

E a segunda pergunta; o relatório menciona um volume, ainda que pequeno, de gás, mas a intenção de construir um gasoduto de 85 km. O quê que acontece se não tiver para onde escoar este gás? É possível reinjetar? Já é definitivo que este gás vai ser comercializado ou não?

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. O assunto é bastante pertinente, sim, então, eu vou pedir ao Danilo que te dê as explicações obviamente sobre o aspecto de porque 1P e raio de drenagem, que necessariamente não se aplica em tudo e com relação ao gasoduto, sobretudo o *timing* da sua implantação.

Sra. Paula: Ok.

Sr. Danilo Oliveira: Bom dia Paula, vamos começar aí pelas reservas de Atlanta. O Campo de Atlanta tem um mapeamento muito bom, mapeamento sísmico, mapeamento também dos volumes, tanto que o volume não modificou muito do que a gente tinha como contingente para o 3P da Gaffney & Cline.

Então, esta certificação baseada no primeiro poço tira as dúvidas de capacidade de produção e produtividade dos poços. Então, ele traz uma reserva 1P baseado que os poços serão perfurados e produzirão com uma margem de erro de 10%. Isto é o que diz o 1P.

Levando em consideração os próximos poços a serem perfurados, o que pode acontecer é cada vez mais o 1P se aproximar do 3P. A cada poço perfurado, e mantendo-se todas as premissas que foram estabelecidas, o que vai acontecer é aumentar 1P e 2P, tendendo a chegar a 3P, se tudo se confirmar.

Sra. Paula: Ok.

Sr. Danilo: O que pode aumentar o volume deste 3P é o fator de recuperação, e isto virá mais tarde após o campo entrar em produção. Entrando em produção e se os estudos mostrarem que na verdade a recuperação está sendo maior do que a prevista, aí, sim, podem entrar novas reservas. Mas a princípio o que pode acontecer é: 1P tender para 3P.

Sra. Paula: Ok, perfeito.

Sr. Danilo: A segunda pergunta, sobre o gasoduto. Neste sistema antecipado, não haverá exportação de gás, com certeza. Todo o gás produzido nos primeiros dois poços será consumido na geração e nos sistemas da própria unidade.

Quando entrar o sistema definitivo, no início haverá, sim, uma exportação que já está em negociação com a Petrobras. O sistema definitivo contempla um gasoduto de

diâmetro pequeno, de 85 km, interligando a uma unidade da própria Petrobras que está em negociação.

Nós não acreditamos que não chegaremos a um bom termo nesta negociação, acreditamos que vamos chegar a bom termo. Mas, em não chegando, podemos, sim, injetar na capa de gás do campo. Mas não acredito nessa possibilidade.

Sra. Paula: Ok, obrigada.

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

Mr. Frank McGann: *Hi, good day. Two questions, if I might. One is on the Electrical Submersible Pump on the seafloor versus in the well. I was just wondering if you could go into more detail under how much that can reduce operating costs and how that would affect both costs over the near-term and the long-term as you start up production and go out a few years?*

And then secondly, in terms of SG&A, should we assume that the level of SG&A you had in this quarter is indicative of what is sustainable over time or with a higher number closer to what you've been reporting previously?

Sr. Danilo: Bom dia, Frank. Eu vou responder a pergunta relativa à *Electric Submersible Pump*. Em termos de custo, nós consideramos no Plano de Desenvolvimento do Campo de Atlanta todas as bombas colocadas dentro do poço e os custos de intervenção relativos à substituição dessa bomba do poço.

Nossas estimativas são que; em se colocando a bomba fora do poço, o custo de intervenção é cerca de 50 vezes menor.

Então, nós estamos falando de alguma coisa de 1 para 50 no custo de manutenção, apesar de o custo de instalação da bomba no fundo do mar ser 5 vezes mais do que o custo de colocação da bomba no fundo do poço.

Então, o balanço econômico, de qualquer maneira, nos dá um favorecimento para a colocação da bomba no fundo do mar, principalmente com alta produtividade que nós estamos tendo no poço nós podemos alcançar facilmente com a bomba instalada no fundo do mar as produções previstas para a bomba colocada no interior do poço.

Mas hoje estamos reavaliando a nossa curva de produção, nós estamos reavaliando o nosso *economics* para a tomada de decisão de como prosseguir com o desenvolvimento do campo.

Agora eu vou passar para a Paula para responder a segunda pergunta.

Sra. Paula: Bom dia, Frank. Com relação ao nosso G&A, de fato, este patamar do primeiro trimestre deste ano é um patamar sustentável, né, o que a gente deve esperar para os próximos trimestres. Talvez você tenha comparado com o quarto trimestre do ano passado, onde a gente teve um impacto maior de provisão de PLR e por esta razão ele acabou sendo um pouco maior.

Ocorreu nos últimos dois anos uma concentração desta provisão no último trimestre, o que fez com que ele descolasse um pouco dos trimestres anteriores, mas eu acho que

quando a gente olha para a média do ano a gente usar este trimestre como valor sustentável é bem razoável.

Mr. McGann: *Thank you very much.*

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

Sr. Vicente Falanga: Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas. Primeiro: Quais são os mecanismos que poderiam ser considerados em um futuro relatório de reservas que poderiam aumentar o seu fator de recuperação e elevar suas reservas 1P, 2P e 3P? Injeção de água seria uma delas?

E a minha segunda pergunta é: Vocês explicaram um pouco no *release* de vocês, a questão do SG&A, o fato de vocês serem operadores e isto diminui um pouco a alocação de SG&A no consolidado. Se vocês pudessem explicar um pouco mais sobre isto. Muito obrigado.

Sra. Paula: Oi Vicente, é Paula falando. Bom, sobre a questão do G&A, de fato, quando a gente é o operador a gente acaba alocando uma parte do nosso G&A para os projetos onde a gente é o operador, seja ele em parceria ou seja ele da própria Companhia.

Por outro lado, a gente também tem um aumento, a gente verificou isto nos últimos anos, principalmente na área de produção para o desenvolvimento do Campo de Atlanta, a gente também tem um aumento do nosso quadro de funcionários para poder executar a operação desses projetos.

A tendência é que as coisas acabem se compensando. Então, como a gente teve, primeiro, este aumento do quadro que já estava refletido no nosso G&A, agora quando a gente começa a ter mais projetos operados, e aí também tem os projetos da 11ª Rodada, tem o próprio Atlanta, a gente consegue repassar (e que é o objetivo da coisa mesmo), a gente consegue repassar, alocar de fato o aumento no nosso quadro e as equipes dedicadas a estes projetos aos projetos correspondentes.

Então, por esta razão, esta alocação a projetos neste trimestre, ela acabou sendo maior porque, vamos dizer, acho que é um trimestre que melhor reflete a realidade daqui para a frente.

Sr. Vicente: Está claro, perfeito.

Sr. Danilo: Ok Vicente, voltando à questão das reservas, as reservas 1P, 2P e 3P, considerando o atual fator de recuperação que a gente está estimando de 17%, elas irão mudar à medida que a gente perfure poços com capacidade de produção conforme a gente estimou.

Então, o fato de furar poços e bons poços irá trazer reservas 1P, ou seja, irá sair de 3P caminhando para 1P.

Quanto ao fator de recuperação, a nossa estimativa de 17% se baseia em experiências de análogos e agente foi bem conservativo, e a gente só vai poder mudar este fator de recuperação para mais depois de um certo tempo de produção e acompanhamento desta produção, ou seja, qual vai ser o comportamento do reservatório, o balanço de massa, quanto produziu, quanto cai a pressão para, daí, chegar a uma conclusão de aumento de fator de recuperação, e não será por injeção de água. Então, a injeção de água não está

contemplada no Campo de Atlanta visto que o aquífero sozinho é suficiente para a manutenção de pressão.

Sr. Vicente: Perfeito, obrigado Danilo.

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

Sr. Luiz Carvalho: Bom dia pessoal, obrigado pelo *call*. Eu tenho na verdade duas perguntinhas. A primeira é em relação à Manati. Realmente a produção ficou em torno de 6 milhões de m³ por dia e acho que surpreendeu de forma positiva.

Isto foi alguma, vamos dizer assim, puxada de produção um pouco maior por conta da demanda das térmicas lá na região ou efetivamente o Campo respondeu de forma mais positiva do que vocês esperavam?

E a segunda pergunta: vocês têm um caixa líquido próximo de R\$800/830 milhões e aí quando gente olha o CAPEX para 2014 e 15, a gente chega no CAPEX de 650, dependendo do câmbio que a gente utilizar, isto sem considerar a geração de caixa.

Olhando para frente, dá para imaginar alguma possível aquisição ou efetivamente nestes dois anos vocês estão concentrados no desenvolvimento do que vocês têm aí? Obrigado.

Sr. Danilo: Bom dia. Manati. Manati, a produção de 6 milhões no primeiro trimestre realmente surpreendeu porque a gente esperava que fosse um pouco menor, que o limite de 6 milhões fosse atingido em dezembro, mas isto não ocorreu.

Então, nós estamos começando agora neste segundo trimestre a ter uma pequena queda, tendendo a um pouco mais baixo. Mas, não puxamos pelo reservatório nada a mais.

O reservatório, abrindo os poços, ele dá o que dá. Não tem como tirar mais e depois tirar menos, ele se comporta de uma maneira muito linear. Durante estes 3 meses produziu 6 milhões, neste próximo trimestre deve produzir um pouco menos, mas esperamos que vamos continuar a tirar tudo o que ele der porque as térmicas tendem a continuar e o período de seca, de falta de chuva, de estiagem, vai continuar a demandar das térmicas.

Mas não estamos exigindo muito do campo. Estamos tirando somente o que ele pode dar realmente.

Sr. Lincoln: Muito bem, Luiz, com relação ao caixa, a gente sempre faz um destaque ao caixa que a gente tem, mas é sempre uma coisa binária; é o caixa versus os nossos compromissos. A gente sempre prima por estar olhando sempre 2 a 3 anos para frente olhando este caixa e de que maneira a gente deve fazer este desembolso.

Ele continuará com um *income* muito bom devido a Manati, Atlanta virá também, e a gente imagina que, com os desembolsos que nós temos pela frente (que podem até estar, nos próximos 2 a 3 anos talvez) de US\$600 milhões com o esforço que nós vamos ter que fazer não só no desenvolvimento do Campo de Atlanta, mas também de Carcará.

Então, a gente olha, sim, para isto. Está olhando. Se preocupa também como é que a gente pode estruturar eventualmente estes compromissos futuros, a gente também está olhando isto, e não deixa de olhar, sim, futura aquisição.

Nós estamos vendo o quê que tem no mercado, nós participamos da 11ª Rodada olhando com este mesmo prisma e vamos continuar olhando para o mercado e se tiver alguma aquisição que faça sentido no nosso portfólio a gente faria, mas sempre dentro desta governança, da área financeira e desta disciplina.

A gente conta, sem dúvida nenhuma, para o desenvolvimento, com alguma ida ao mercado. A nossa área financeira, como vocês sabem, pensa nisto já há algum tempo e age neste sentido, está certo, exatamente para que nos dê folga para uma alavancagem no caso de alguma oportunidade de mercado.

Então, a gente olha isto, mas é este caixa está sempre sendo cortejado com os compromissos que a gente está tendo e, neste futuro próximo, com as eventuais facilidades de mercado para estruturar o desenvolvimento, seja do desenvolvimento definitivo de Atlanta e/ou de Carcará.

Mas a gente não deixa de olhar, não.

Sr. Luiz: Está certo, obrigado, Lincoln.

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

Sra. Luana Helsinger: Oi, boa tarde Lincoln, Paula, Danilo. Eu tenho duas perguntinhas. A primeira é se vocês já têm alguma idéia de, se acontece alguma falha na bomba centrífuga submersa, de qual percentual a vazão do poço cairia.

E a segunda pergunta para a Paula seria: o restante da dívida entra já no segundo trimestre? Obrigada.

Sr. Danilo: Bom dia, Luana, vamos lá. A falha de uma bomba centrífuga no Campo de Atlanta tende a cair para zero a produção do poço, mas nós estamos com uma contingência de *gas lift*, ou seja, quando a bomba quebrar nós temos um sistema que possibilita que até dois poços simultaneamente com a bomba quebrada, possam continuar produzindo com o sistema de *gas lift*, ou seja, a gente bombeia o gás, o gás vai até o fundo do poço e se mistura ao óleo e traz o óleo para a superfície.

Neste caso, a vazão do poço cai à metade da produção original. Então, o que nós pretendemos fazer é isto: quando ocorrer uma falha de uma bomba nós entramos com o sistema de *gas lift* até que esta bomba seja recolocada, ok?

Sra. Luana: Ok, perfeito.

Sra. Paula: Luana, com relação à dívida, sobre o financiamento da FINEP, que é o financiamento que a gente tem para desembolsar neste momento, o próximo desembolso deve acontecer ainda neste trimestre, no segundo trimestre, e o desembolso final, faltam duas parcelas para a gente desembolsar, e o desembolso final é só mais próximo da gente ter a licença de operação. Então, provavelmente mais para o ano que vem, final do ano que vem. Então, para este ano a gente tem mais um desembolso no FINEP.

E, sobre novas dívidas, aí a gente está falando de estruturação de dívida para o desenvolvimento de Atlanta. A gente já tem analisado algumas alternativas de alavancagem, mas eu acho que efetivamente tomar um financiamento, o ideal é que seja o mais próximo possível do primeiro óleo, porque aí eu acho que a gente consegue

reduzir bastante a percepção de risco por parte dos credores e, desta forma, melhorar o custo de captação.

Sra. Luana: Está ótimo, obrigada.

Sra. Paula: De nada.

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

Sr. Gustavo Gattass: Bom dia pessoal. Eu tinha duas perguntinhas. A primeira delas, eu só queria entender: Agora que vocês estão com o contrato já da compressão e o relatório de reserva novo de Manati, eu queria saber se vocês podiam passar para a gente um pouco do quê que é visão de vocês dos platôs de produção.

Vocês já falaram que voltaria a 6 milhões a partir da metade do ano que vem, mas eu estava querendo ver se vocês podiam passar um pouco mais de visibilidade para além disto.

E a segunda coisa, só no relatório da Gaffney de Atlanta, eu tinha duas perguntas. Uma eu acho que é bastante fácil, era só entender se vocês chegaram a rodar uma avaliação financeira e teriam interesse em divulgá-la, e a segunda é se, conceitualmente (essa eu acho que é mais pro Danilo), se vocês podiam falar para gente se tem alguma diferença nas hipóteses de Plano de Desenvolvimento de 1P, 2P e 3P, se tem alguma coisa que de fato é diferente ou se é só realmente performance de poço. Obrigado.

Sr. Danilo: Ok, vamos lá, vamos começar com Manati. Platô de produção. Nós temos um aditivo a ser assinado com a Petrobras, mas ele foi acertado há algum tempo atrás, 3 ou 4 anos, e ele previa um platô de produção de 6 milhões até 2017 e daí em diante, mais 5 anos de 4 milhões, e a partir daí, reavaliação da curva de produção para ajuste de novo platô.

Apesar de a gente não ter assinado este contrato, praticamente nós seguimos isto. Os anos passados foram 6 milhões, este ano vai ter um pouco de queda visto que a compressão demorou um pouco para ser contratada, mas, a princípio, a gente deve manter isto. Então, 6 milhões até 2017, início de 18 e daí em diante mais 5 anos de 4 milhões para, então, renegociar frente à efetiva retirada que for feita nestes próximos 8 ou 9 anos, ok?

Sr. Gustavo: Perfeito.

Sr. Danilo: Atlanta, custos e avaliação financeira, nós não queremos adiantar nada por enquanto. Nós temos as nossas avaliações financeiras, mas elas dependem crucialmente da licitação do FPSO.

Então, o que a gente tem discutido internamente é que assim que este FPSO for definido, inclusive se vai ser o pequeno ou se vai ser o definitivo, que varia muito o CAPEX de uma hipótese para outra, a gente está deixando isto provavelmente para a divulgação do resultado do segundo trimestre, lá pra julho, início de agosto, a gente ter esta definição de que sistema vai ser adotado em função do FPSO que a gente contratar e aí, sim, a gente divulgaria a nossa estimativa de CAPEX, OPEX e talvez até uma curva de produção para o sistema que a gente tiver imaginando, ok?

Sr. Gustavo: Está ótimo. Obrigado gente.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Auro Rosembaun, Bradesco.

Sr. Auro: Bom dia a todos. Eu tive que me ausentar em parte do *call*, então, já peço desculpa se eu fizer alguma pergunta que já foi feita antes. A minha primeira pergunta diz respeito à produção de Manati para o ano. Vocês escreveram que até ficaram surpresos positivamente com a pressão no primeiro trimestre, com a produção mantida aí em 6 milhões de m³ por dia.

Eu queria entender por que vocês estão esperando os 5,5? O quê que vai acontecer com a curva durante o ano? Esta é a primeira pergunta.

Sr. Danilo: Auro, bom dia. A nossa estimativa de 5,5 se baseou no início de produção a 6, final de produção no ano a 5, tomando tudo que o campo pudesse dar, 5,5. Com o primeiro trimestre em 6 milhões, nós já anunciamos que, muito quase com certeza, será superior a estes 5,5.

Hoje, eu diria que devemos fechar o primeiro semestre com uma média de 5,8/5,9, o que tende a subir a média anual. Então, a gente já tinha falado anteriormente que a gente ia revisar isto, deixando esta produção do segundo trimestre, e ver como se comportaria, mas provavelmente a gente deve fazer uma revisão para cima até meados do ano, ok?

Sr. Auro: Ok, perfeito. A segunda questão é sobre o relatório de certificação. Eu acho que você respondeu agora há pouco que a taxa de recuperação foi baseada em análogos. Eu queria, se possível, que você desse um pouquinho mais de cor nisso. O quê que a gente tem de análogos e comentasse um pouquinho este formato anticlinal falhado; o que é exatamente isto e se esta característica também faz parte do que vocês chamam de análogos?

Sr. Lincoln: Auro, esta pergunta tem duplo enfoque; tem o geológico e tem o de produção e reservatório, então, o geológico eu falo.

O fato do análogo, que Danilo se referiu, são análogos na própria Bacia de Campos, de vários campos de óleo pesado, teve Siri, tem Papa-Terra, tem outros campos em produção e tem análogos com óleos pesados desta natureza no Mar do Norte, por exemplo.

Então, este valor do 3P de 17,7 ou quase 18 que a gente tem estimado é em função obviamente destes análogos que estão se tomando para o início desta produção. Agora, pode ser modificado ao longo da produção se o reservatório se comportar melhor, se as porosidades foram melhores, se a compressibilidade for melhor e etc.

A história do bloco falhado é porque existe parte deste reservatório no bloco baixo que não está sendo considerado na certificação de volumes. Então, é uma falha importante sob o ponto de vista geológico, que foi ela que conduziu este óleo lá de baixo até o reservatório, mas ela está sendo citada porque no bloco baixo desta falha a gente ainda tem óleo com uma espessura menor que não faz parte da certificação de reservas que foi apresentada para vocês, e nem dos primeiros números que nós divulgamos inclusive.

Então, o bloco falhado só está aí por este motivo. E o Danilo agora complemento para você.

Sr. Danilo: É realmente isto. Olha só, quando nós divulgamos Atlanta, nós divulgamos que o volume de óleo *in place* é de aproximadamente 2 bilhões, mas que o nosso plano de desenvolvimento, ele não comportaria toda a área do Campo de Atlanta, que a gente ficaria restrito ao lado direito do campo.

Se vocês lembram da figura do Campo em planta, ele tem uma falha praticamente cortando Norte-Sul e a gente ficaria com o lado direito. Então, estes 17% de recuperação se referem exclusivamente a esta parte do Campo.

Então, nós não estamos considerando os volumes nem recuperação nenhuma no bloco que está à esquerda da falha. Então, todo este volume se refere ao lado direito porque o nosso sistema de produção só contempla poços do lado direito.

É possível que mais tarde, após início de produção, se o comportamento for melhor do que a gente esperava a gente pode ainda ir para o bloco baixo. Mas, por enquanto, a gente se limita ao lado direito da falha no bloco alto.

Sr. Auro: Tá, só uma confirmação, para ter certeza que eu entendi direito. Quando se fala em análogo, em analogia, a analogia é por tipo de óleo ou por estrutura de reservatório?

Sr. Danilo: Tipo de óleo, idade e tipo de reservatório. Arenito, friável com óleo pesado, com alta porosidade. São estes os análogos que a gente compara. Não o tipo de deposição geológica; se é falhado, se é anticlinal, nada disso.

Sr. Auro: Perfeito, senhores. Muito obrigado.

Operadora: Lembrando que para fazer uma pergunta basta 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 gostaria de agradecer a todos pelo tempo que despenderam conosco, pelas perguntas. Eu espero que a gente tenha conseguido respondê-las de forma bastante adequada e renovo mais uma vez que a nossa área de RI e nós mesmos estamos à disposição de vocês.

Mas sempre reafirmando que nós estamos muito contentes com os resultados obtidos, seja sobre o aspecto operacional, e isto é importante na classificação dos volumes, por isto que nós demos essa importância tão grande à classificação de 1P, 2P e 3P, porque isto é a certeza da existência, isto é a certeza da economicidade, portanto, estas classificações têm sempre um sentido muito grande para uma companhia de petróleo e eu espero que tenham para vocês também.

Nós estamos muito contentes, sim, com isto, e esperamos continuar nestes próximos 6 meses neste mesmo diapasão, com o sucesso do nosso *bid* para o FPSO e esperamos tomar a melhor decisão possível de forma a antecipar o quanto antes possível esta produção e retornar para os nossos públicos de interesse com os resultados que nós sempre almejamos.

Muito obrigado a vocês todos e estamos à disposição.

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