

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao segundo 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 Guardado: Bom dia a todos e obrigado por participarem da teleconferência de resultados do segundo trimestre de 2014 da QGEP.

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

Os resultados financeiros e operacionais da QGEP continuam a nos distinguir como uma companhia independente de exploração e produção no Brasil, nos posicionando para a criação de valor no médio e no longo prazo.

Nos primeiros 6 meses de 2014, obtivemos um progresso significativo em todas as fases operacionais de nossos negócios. Maximizamos a nossa produção de gás, o que nos forneceu um fluxo de caixa operacional de mais de R\$130 milhões no primeiro semestre.

Continuamos a nos preparar para a futura produção de óleo, que será uma fonte adicional de geração de caixa no Campo de Atlanta no médio prazo e seguimos com a coleta de dados que serão importantes a respeito de nossos ativos exploratórios e outros prospectos de alto potencial, que irá guiar os nossos resultados futuros.

Ao final do primeiro semestre deste ano, registramos ainda um sólido balanço patrimonial, apresentando posição líquida de caixa de cerca de R\$840 milhões.

Passando para o slide 3, apresentamos os principais destaques do segundo trimestre de 2014. Este foi um período próspero para a QGEP mostrado através das variações positivas em relação ao segundo trimestre do ano passado.

A produção do Campo de Manati foi superior à nossa previsão inicial, atingindo uma média diária de 5,9 milhões de m³ no segundo trimestre e de 6 milhões de m³ no primeiro semestre de 2014. Como resultado do bom desempenho do Campo no semestre e da expectativa de demanda para este ano, esperamos uma produção média de Manati de aproximadamente 5,8 milhões de m³ por dia para 2014.

O processo de licitação para o FPSO de Atlanta está em andamento. Estamos considerando 2 opções: continuar com o Sistema de Produção Antecipada ou seguir diretamente para o Sistema Definitivo. Deveremos tomar a decisão com base na análise econômica de cada opção, que irá definir a capacidade do FPSO. Esperamos concluir o processo da licitação no quarto trimestre do ano, com previsão de chegada do FPSO na locação até o final de 2015.

O poço de extensão na importante descoberta de Carcará no Bloco BM-S-8 está agora programado para iniciar a perfuração no primeiro trimestre de 2014 com a chegada dos equipamentos necessários para o seu início. No entanto, gostaria de destacar que está mantido o primeiro óleo para o final de 2018.

Vou passar a palavra à Paula agora, que irá discorrer em maiores detalhes os resultados financeiros do período.

Sra. Paula Côrte-Real: Obrigada, Lincoln. No slide 5, vemos que este foi um trimestre positivo em termos de produção no Campo de Manati. A produção total de gás, líquida para a QGEP, foi de 243 milhões de m³ no segundo trimestre deste ano, comparada a 204 milhões de m³ no mesmo período do ano passado, quando uma manutenção programada realizada no Campo paralisou a produção por 20 dias.

Com isto, a produção de gás atingiu 486 milhões de m³ no primeiro semestre de 2014, representando um aumento de 3% em relação ao volume do primeiro semestre de 2013.

Tanto no segundo trimestre quanto no primeiro semestre de 2014, a receita líquida teve uma variação positiva ainda mais expressiva do que a produção total de gás, aumentando 26% e 9% em relação aos respectivos períodos equivalentes do ano passado. Isto foi reflexo principalmente do maior preço do gás em função do reajuste contratual anual e da forte demanda por gás registrada no período.

No segundo trimestre de 2014 o Consórcio iniciou a construção da estação de compressão de Manati e o projeto segue dentro do cronograma e orçamento. A estação está prevista para entrar em operação no segundo semestre do ano que vem, permitindo que a capacidade média de produção do Campo retorne a 6,0 milhões de m³ por dia.

Conforme mencionado pelo Lincoln, a projeção média anual esperada de produção do Campo de Manati é de 5,8 milhões de m³ por dia, baseado nos resultados observados no primeiro semestre e em nossa visibilidade para a segunda metade do ano. Manati permanece sendo um Campo muito rentável e estamos confiantes de que continuará a gerar um expressivo fluxo de caixa operacional para a Companhia.

Passando para o slide 6, temos a abertura dos custos operacionais do segundo trimestre e primeiro semestre de 2014.

Como vocês podem ver, os custos operacionais aumentaram 3 milhões de reais no trimestre, quando comparados ao mesmo período do ano anterior. A principal razão desta variação foi o impacto definitivo nos custos de amortização relacionado à provisão de abandono do Campo de Manati, que foi revisada no final do ano passado. Por outro lado, os custos de manutenção no trimestre foram inferiores ao mesmo período do ano passado tendo em vista a manutenção programada realizada em Manati no segundo trimestre de 2013.

As mesmas variações foram observadas quando considerada a comparação semestral. No primeiro semestre de 2014, os custos operacionais totalizaram R\$117 milhões, comparados a R\$104 milhões no mesmo período de 2013, com um acréscimo de R\$15 milhões nos custos de amortização e uma redução de R\$11 milhões nos custos de manutenção neste semestre.

Os gastos exploratórios foram de R\$15 milhões no segundo trimestre, comparados a R\$7 milhões no segundo trimestre de 2013. Este aumento está relacionado à aquisição de dados sísmicos para alguns blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

No slide 7, podemos ver que tanto o lucro líquido quanto o EBITDAX aumentaram significativamente em relação aos indicadores do segundo trimestre de 2013, além da manutenção realizada no Campo de Manati, no ano passado.

As principais diferenças foram: aumento de R\$10 milhões em custos de depreciação e amortização, como resultado da revisão da provisão de abandono do Campo, e a receita financeira líquida, que foi impactada em grande parte pela variação cambial com efeito não-caixa, relacionado à provisão de abandono dos Campos de Manati e Atlanta.

Encerramos o segundo trimestre de 2014 com uma posição líquida de caixa de R\$840 milhões, nos deixando em uma posição financeira confortável para os compromissos já assumidos pela Companhia.

Passando para o slide 8, temos a projeção de CAPEX para 2014, de aproximadamente US\$125 milhões, dos quais até o meio do ano já haviam sido gastos um pouco mais da metade deste montante.

Em 2014, prevemos investir US\$96 milhões no desenvolvimento do Campo de Atlanta no Bloco BS-4. Também estimamos um CAPEX de cerca de US\$17 milhões relacionado à exploração, sendo aproximadamente 60% deste valor relacionado à aquisição de dados sísmicos para alguns blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP.

Para 2015, projetamos um CAPEX total de US\$130 milhões, dos quais 97 milhões estão relacionados à exploração dos Blocos BM-CAL-12, BM-S-8 e Blocos da 11ª Rodada da ANP, enquanto o CAPEX de desenvolvimento será reduzido para US\$20 milhões.

É importante enfatizar que estes valores para 2014 e 2015 são estimados com base em nossos planos atuais, isto é, estamos considerando apenas dois poços produtores em Atlanta. A depender do resultado da licitação do FPSO em andamento, este número pode ser significativamente alterado.

Irei agora retornar a palavra ao Lincoln, que irá descrever nossas atividades de desenvolvimento no BS-4 e nosso portfólio exploratório.

Sr. Lincoln Guardado: Obrigado, Paula. Passando para o slide 10, gostaria de destacar a nossa satisfação com o progresso das atividades operacionais no Campo de Atlanta. Os testes iniciais nos dois primeiros poços horizontais do Sistema de Produção Antecipada mostraram capacidade de produção no intervalo superior de nossas estimativas iniciais, como já divulgado, próximas a 12.000 barris por dia por poço.

O relatório de certificação de reservas de Atlanta elaborado pela Gaffney, Cline & Associates e divulgado ao mercado em maio, indicou reservas 1P de 147 milhões de barris, 2P de 191 milhões de barris e 3P de 269 milhões de barris de óleo, reforçando a nossa crença no valor deste ativo, que contribuirá como uma fonte de receita adicional para a Companhia em um futuro próximo.

Estamos na fase final de completação dos dois primeiros poços produtores do Campo de Atlanta, que envolve a descida das árvores de natal, bombas e demais equipamentos com vistas à produção futura.

O processo de licitação do FPSO está em andamento e, como vocês sabem, estamos analisando tanto a opção de continuar com o Sistema de Produção Antecipada ou passar diretamente para o Sistema Definitivo. Tudo isto obviamente ancorado nos resultados que obtivemos nos testes de formação e comportamento do reservatório.

No entanto, a escolha da proposta vencedora será baseada substancialmente em função da avaliação econômica das duas diferentes opções de FPSO. Em ambos os cenários, esperamos o primeiro óleo para o início de 2016.

No segundo trimestre concordamos em estender o prazo da licitação para os concorrentes submeterem as suas propostas, que agora está prevista para ser concluída no início do quarto trimestre de 2014. Baseado neste cronograma, teremos o contrato assinado no final de 2014 e a entrega do FPSO programada para o final de 2015.

Acreditamos que este prazo adicional não modifica o nosso cronograma de produção e permitirá a apresentação de propostas consistentes para a nossa avaliação.

No slide 11, temos um resumo das atividades no Bloco BM-S-8. A perfuração do poço de extensão de Carcará está agora programada para ter início no primeiro trimestre de 2015. O atraso está relacionado ao recebimento do equipamento adequado para esta perfuração, chamado *MPD*.

Dada a importância da descoberta de Carcará para todo o Consórcio, a QGEP está em discussão contínua com o operador do bloco, que possui um time de alto nível dedicado a este projeto, o que nos permite estar atualizados com a evolução dos estudos e de seu desenvolvimento.

Estamos muito motivados pela *expertise* técnica que está sendo utilizada para assegurar a eficiência e a segurança desta operação e esperamos que nos leve a avanços na implantação das próximas fases deste projeto.

Adicionalmente, gostaríamos de destacar que o Consórcio analisa a alocação de uma sonda dedicada para este bloco, cuja avaliação está em andamento. A perfuração do poço de extensão será realizada em uma única fase com uma sonda equipada com *Measured Pressure Drilling* (MPD) e esperamos realizar um teste de formação com resultados previstos para o final de 2015.

Também está programado um Teste de Longa Duração no início de 2017 e o primeiro óleo, como já destacado, no final de 2018.

Passando para o slide 12, a QGEP continua a atuar nos demais ativos exploratórios, em especial nos blocos adquiridos na 11^a Rodada de Licitações da ANP, realizada no ano passado. O próximo passo para estes ativos é a aquisição dos dados sísmicos 3D, processo que já foi iniciado para o Bloco FZA-M-90 na Bacia da Foz do Amazonas, bem como para o bloco localizado na Bacia do Espírito Santo.

Nas bacias do Pará-Maranhão e Ceará, o processo de contratação da aquisição está em fases finais, com o início do levantamento sujeito a liberação da licença ambiental pelo IBAMA, esperada para 2015.

Os dados sísmicos para os blocos localizados em Pernambuco e Paraíba serão adquiridas somente em 2016.

Estamos trabalhando com os operadores dos Blocos que estão nesta região para formar *rig clubs* e trabalhar no sentido de otimizar custos e acelerar as atividades operacionais da área.

O CAPEX total para a aquisição destes dados está estimado em US\$46 milhões para a QGEP para os próximos 3 anos. A partir de 2017, também teremos a perfuração de 4 poços exploratórios, com um CAPEX total estimado para a QGEP em US\$200 milhões.

No Bloco BM-J-2, continuamos a aguardar a aprovação da ANP para o nosso Plano de Avaliação de Descoberta submetido no final do ano passado e aguardamos a decisão final da agência até o final deste ano.

No slide 13, mostramos os principais eventos futuros da QGEP. Como vocês podem ver, temos importantes catalisadores em nosso portfólio de ativos para os próximos anos. Neste ano de 2014, concluiremos o processo de licitação do FPSO de Atlanta, o que representa mais um degrau na consolidação de nossa atuação como operador em águas profundas.

Em 2015, iniciaremos a perfuração do poço de extensão de Carcará, cujo resultado acreditamos que trará impactos relevantes no conhecimento desta área. Em meados do ano, a estação de compressão de Manati irá entrar em operação, o que elevará a capacidade média de produção do Campo para 6 milhões de m³ por dia novamente.

Também aguardamos a chegada do FPSO de Atlanta no final do ano que vem.

Em 2016, esperamos o primeiro óleo de Atlanta, que será uma fonte adicional de geração de caixa operacional para auxiliar as atividades exploratórias da Companhia, bem como contribuirá para o desenvolvimento dos demais projetos de produção como, por exemplo, Carcará.

Já em 2017, esperamos iniciar a perfuração dos blocos adquiridos na 11^a Rodada de Licitações da ANP, bem como o início do desenvolvimento da descoberta de Carcará. Mais para frente, temos importantes catalisadores a partir de 2018, como o primeiro óleo de Carcará.

Meus amigos, gostaria de enfatizar que o nosso progresso até o momento foi fruto de ações disciplinadas do ponto de vista financeiro e com alto nível de conhecimento técnico, o que nos permitiu criar valor em nosso portfólio, mantendo solidez e flexibilidade operacional. Isto nos permite aproveitar oportunidades relacionadas a potenciais aquisições de ativos no Brasil e que agreguem valor ao nosso portfólio e nos assegura crescimento contínuo e consistente, hoje e nos próximos anos.

Com isto, eu gostaria de chamar a operadora para abrir 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, digitem *1. Para retirar a pergunta da lista, digitem *2.

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

Sr. Frank McGann: *Hello, good day, thank you. Just about the Manati Field, I was wondering how you were thinking of that, from a cost standpoint, as you go out over the next several years with the construction or implementation of the compression plant and how you see costs at the field evolving over the next 2 to 3 years as the field continues to mature and as you bring on stream the plant?*

Sr. Danilo Oliveira: Bom dia Frank, só para confirmar, eu entendi que a pergunta é relativa aos custos de Manati após a implantação da planta de compressão.

Nós teremos durante a fase de implantação, ou seja, de hoje até meados do ano que vem, um gasto aproximado de US\$30 milhões *net* para a QGEP e após a entrada em produção, nós teremos um aumento do custo operacional de 50% sobre o custo de produção atual.

Sra. Paula Côte-Real: Só complementando a informação do Danilo, Frank, apesar deste aumento de custo de 50% em relação ao custo de produção atual, como Manati hoje é um campo bastante lucrativo, ele continua tendo uma margem muito elevada e gerando um fluxo de caixa operacional importante para a Companhia pelos próximos anos.

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

Sr. Luiz Carvalho: Bom dia, pessoal. Eu tenho duas perguntinhas aqui. Vocês mencionaram que a completação dos dois poços de Atlanta já foi feita. Eu queria entender, dependendo da definição da instalação efetivamente e do FPSO, se vocês já definiram o posicionamento da bomba ou se isso fica para depois, se vocês vão ter que voltar com uma nova sonda para instalar, vamos dizer, uma bomba dentro do poço?

E logicamente, ainda em Atlanta, se vocês decidirem por um FPSO maior, como é que mudaria o plano de CAPEX de vocês para 2015 por conta de uma possibilidade de perfurar mais poços ao longo do ano que vem antes da chegada do FPSO?

E um outro *follow-up*, só em relação ao aditivo do contrato de Manati, se tem algum *update* em relação a isto, da assinatura? Obrigado.

Sr. Danilo Oliveira: Vamos lá, começando com Atlanta, os dois poços foram completados com bomba de fundo, coluna de produção e árvore de natal, portanto, eles estão hoje prontos para produzir, dependendo apenas da chegada do FPSO e a interligação das linhas de produção ao FPSO.

Então, não precisarei de nova sonda quando da chegada do FPSO; é só interligar o poço ao FPSO.

Com relação a Manati, logo após a assinatura do contrato, nós entramos em contato com a Petrobras, retomamos a conversa sobre as cláusulas contratuais que estavam defasadas, principalmente em relação a volume de entrega, visto que o contrato que estava acertado foi feito em 2008. Nós discutimos esta nova curva de produção e este novo *delivery*, o contrato já foi para o nosso jurídico e estamos prontos para autorizar a Petrobras a submeter para a diretoria da Petrobras para assinatura.

Estimamos que até o final deste ano teremos completado a assinatura do contrato.

Então, retornando agora a Atlanta, só para complementar, repetindo, os poços foram completados com bomba elétrica submersa (BCSS) no poço e com árvore de natal, portanto, prontos para produzir.

Sr. Luiz Carvalho: Obrigado, Danilo. Só fazendo um *follow-up* nessa pergunta que eu tinha feito, caso vocês decidam por um FPSO realmente maior, com um sistema de produção definitivo, vocês estão pensando em perfurar mais poços no ano que vem, em 2015, e como é que isto poderia afetar o CAPEX de vocês? Obrigado.

Sr. Danilo Oliveira: Conforme nós tínhamos divulgado, assim que a gente decidir pelo FPSO, seja o pequeno ou o grande, nós informaremos o CAPEX. Mas, basicamente o que tem de diferente é que ao decidirmos pelo FPSO maior, haverá uma antecipação das perfurações, portanto, uma antecipação das aquisições. Mas não temos condições de perfurar poços já em 2015 ou pelo menos no primeiro semestre de 2016. Nós não temos equipamento.

Então, não temos adquirido ainda nada para dar prosseguimento à programação de perfuração. No máximo, poderíamos acrescentar mais um poço rapidamente, mas os seguintes teriam um novo cronograma que a gente divulgaria com a decisão do FPSO.

Sr. Luiz Carvalho: Está claro. Obrigado.

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

Sr. Gustavo Gattass: Bom dia, pessoal.

Eu tinha 3 perguntinhas aqui que eu só queria bater com vocês. A primeira era só confirmar: vocês estão discutindo as duas soluções de FPSO, mas batendo forte nesta tecla que estas duas estariam disponíveis já no início de 2016. Eu só queria confirmar: se vocês forem direto para a de 80.000 barris, vocês enxergam então, mesmo com uma unidade maior, a viabilidade de ela já estar operando no início de 2016, é isto mesmo? Esta seria a primeira.

A segunda, eu só queria ouvir um pouco qual é a visão de vocês quanto ao declínio de Manati. A gente está tendo aqui a projeção de produção um pouco mais forte e eu só

queria entender: o quê que houve ali? É mesmo uma resposta de reservatório melhor ou alguma coisa foi feita no meio do caminho para a gente não chegar naquele cenário que vocês imaginavam antes?

E para fechar, se possível, tem uma menção a um custo de mais ou menos uns R\$4 milhões de manutenção no trimestre no *press release*. Eu só queria saber se isto era algo, assim, extraordinário ou se é só uma abertura um pouco diferente do que a gente estava vendo em alguns outros trimestres? Obrigado.

Sr. Danilo Oliveira: Bom dia, Gattass, vamos aí na ordem. FPSO grande chegando em 2016, sim, confirmado. Nós estamos com as duas opções, ambos os licitantes confirmam o prazo de chegada do FPSO para o final de 2015, portanto, produção em início de 2016.

Manati, as projeções que foram feitas para Manati foram feitas baseadas nas condições de produção que tínhamos durante estes 6 anos que Manati produziu. A forte demanda por gás nestes últimos tempos forçou o operador a rever o método de produção e o que foi feito é: no trajeto do reservatório até a entrega do gás ao ponto de venda, foi feito um esforço de retirar, remover ou diminuir qualquer contra pressão que pudesse existir, de modo que o reservatório enxergasse uma pressão menor e ele pudesse exercer a sua força no máximo. Isto que foi feito.

Então, nós abaixamos a pressão de alguns vasos na planta de processo, nós aumentamos a frequência de limpeza do gasoduto de modo a deixar ele o mais desobstruído de líquido possível e o reservatório, não houve uma melhora; ele apenas respondeu ao incentivo que foi dado a ele. Foram tirados os obstáculos da frente, ele produziu mais, mas o declínio continua vindo e virá.

A nossa estimativa agora é, com as novas medidas, que agora em setembro ele já comece realmente a abaixar dos 6 milhões, mas de qualquer maneira aumentou muito a nossa expectativa para o ano.

Terceira pergunta, a manutenção. Nós tínhamos uma manutenção programada, na verdade não era nem uma manutenção, apesar de estar incluída no custo de manutenção, mas é uma inspeção submarina, que é obrigatória a cada 3 anos. Não é que seja obrigatória, a metodologia de produção recomenda que esta inspeção seja feita, das árvores, das linhas submarinas até a plataforma sejam feitas inspeções com mergulhadores ao longo de todas as linhas e todos os poços, e nós tínhamos feito uma estimativa que não se confirmou. Na hora de contratar o barco de mergulho, o programa de mergulho, este foi cerca de US\$6 milhões mais caro, e isto veio refletindo aí nos custos neste primeiro semestre.

Sr. Gustavo Gattass: Está ótimo. Se pudesse só fazer um *follow-up*. Continua aquela cabeça de quando vocês tiverem um FPSO e já tiverem uma mensagem mais sólida para o que é o Capex do futuro, refazer a avaliação do Campo de Atlanta com uma avaliação financeira ou mudou alguma coisa deste lado?

Sr. Danilo Oliveira: Não mudou nada. Assim que nós definirmos o FPSO, divulgaremos a tomada de decisão e conjuntamente o programa de CAPEX para esta decisão, o OPEX estimado e até uma curva de produção.

Sr. Gustavo Gattass: Está ótimo. Obrigado, gente.

Operadora: Lembrando que para fazer perguntas, basta digitar *1.

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Vicente Falanga, Merrill Lynch.

Sr. Vicente Falanga: Boa tarde a todos. A minha pergunta é um *follow-up* da pergunta do Frank. Se vocês pudessem lembrar a gente, com a instalação da estação de compressão, a idéia é produzir 6 milhões de m³ por dia até 2017 e a partir daí declinar ou não? Isto se estenderia um pouco mais para frente? Obrigado.

Sr. Danilo Oliveira: Ok, Vicente, boa tarde. Confirmado. Com a entrada da planta de compressão, nós estimamos elevar esta produção para 6 milhões até 2017 e considerando que nós vamos fazer realmente este *delivery* de 6 milhões, a partir de 2017 nós iremos estabelecer um novo patamar de produção, ou seja, é uma coisa contratual.

Na prática o que a gente vai fazer é: Estabelecer qual vai ser a nova obrigação nossa, não vai ser mais 6 milhões, vai ser um patamar menor que pode ser 5 ou 4, como era no contrato original, mas não limita a venda.

O contrato vai ser basicamente o estabelecimento de um novo patamar obrigatório, mínimo, mas não limitará a venda da capacidade que o campo conseguir produzir.

Sr. Vicente Falanga: Está certo, muito obrigado.

Operadora: Novamente, para fazer uma pergunta, por favor digitar *1.

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 Guardado: Meus amigos, mais uma vez eu gostaria de agradecer a presença de vocês neste *call*, as perguntas realizadas, e sempre renovar, novamente, a nossa crença no crescimento sustentável, seguro e concreto que a nossa Companhia tem tido e que estes próximos meses, vamos dizer, os próximos anos serão realmente de muito resultado. Estamos vendo um *pipeline* de resultados excelentes para todos nós, para os nossos investidores e para os nossos controladores. Agradeço muito e continuamos contando com o apoio de vocês e deixando a nossa área de Relações com Investidores sempre à disposição, bem como todos nós, para conversarmos a respeito e pretendemos estar sempre colocando todo o mercado de uma maneira unânime a respeito dos *improvements* que nós estamos tendo em nossas atividades.

Mais uma vez, bom dia a todos e obrigado.

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