



Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012

Operadora: Boa tarde e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para a discussão dos resultados referentes ao segundo trimestre de 2012. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, Sra. Paula Costa, Diretora Financeira e de Relações com Investidores e o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção.

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 asterisco zero. O *replay* desse evento estará disponível logo após 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 ao CEO da Companhia, o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, que dará início à apresentação. Por favor, Sr. Lincoln, pode prosseguir.

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Boa tarde a todos e obrigado por participarem da nossa teleconferência onde apresentaremos os resultados financeiros e operacionais do segundo trimestre de 2012. Mais uma vez estão aqui comigo a Paula Costa, nossa diretora financeira e de relações com investidores e o engenheiro Danilo de Oliveira, nosso diretor de produção.

Apresentaremos uma visão geral desses resultados do segundo trimestre e do primeiro semestre de 2012 e depois como de hábito abriremos para o call para perguntas.

Passando para o slide 3, apresentamos os destaques desse último trimestre. Esse foi um período de resultados positivos e negativos para a QGEP, porém eu tenho a satisfação de informar a todos que o trimestre terminou com notícias muito positivas. Entre estas gostaríamos de destacar que a produção de gás natural do campo Manati atingiu 6,6 milhões de m³/dia, o mais alto nível desde o quarto trimestre de 2010.

Os custos exploratórios totalizaram R\$ 157 milhões principalmente atribuídos ao resultado negativo do bloco BM-S-12. Isso foi muito desapontador com certeza para todos nós e levou a QGEP a incorrer em prejuízo líquido nesse segundo trimestre, como veremos a seguir.

No entanto tivemos também notícias muito positivas em relação ao prospecto Carcará, que tem potencial para ser uma descoberta transformadora para a nossa companhia.

Também terminamos o segundo trimestre com uma posição líquida de caixa muito privilegiada e com oportunidades interessantes para acrescentar ao nosso portfólio.



**Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012**

Destaco ainda que não apresentamos dívida no nosso balanço.

No quarto slide vocês podem ver a produção atualizada do campo de Manati, responsável por 100% de nossas receitas e onde temos 45% de participação. No segundo trimestre de 2012 a produção média de gás alcançou 6,6 milhões de m³/dia, uma alta de 27% sobre o período anterior, em função, sobretudo, do aumento da demanda de gás das usinas termoelétricas. Observa-se um incremento da produção média nos últimos meses alcançando patamares similares aos de 2010.

Como já comentado anteriormente, a companhia tem um contrato de longo prazo com a Petrobrás para a venda do gás com preço definido em reais reajustado anualmente de acordo com o índice inflacionário brasileiro. Esse contrato possui uma cláusula de take-or-pay baseada em uma obrigação de entrega que atualmente é de 4 milhões de m³/dia. No entanto, a Petrobrás tem a opção de comprar muito mais do que a quantidade de gás natural contratada de acordo com a demanda de mercado, e esperamos que essa demanda se mantenha em níveis similares para o futuro próximo.

Um aditivo a esse contrato estabelece o aumento da quantidade contratada para 6 milhões de m³/dia de 2014 a 2018, englobando a totalidade da reserva do campo; e destacamos ainda que esse aditivo está em processo de assinatura na Petrobrás.

A manutenção programada no campo de Manati deverá ocorrer no final deste ano para o início do próximo ano, e não deve afetar a capacidade média diária de produção prevista de 6 milhões de m³ para 2012.

Recebemos recentemente o relatório da Gaffney, Cline Associates sobre as reservas de Manati. Estamos analisando as informações e em breve estaremos disponibilizando ao mercado o relatório para a apreciação de vocês. As primeiras avaliações indicam que os números da reserva provada estão em linha com nossas expectativas.

Passando para o slide 6 podemos ver um resumo dos resultados obtidos até hoje no Bloco BM-S-8 e que são muito positivos. Conforme anunciado na segunda-feira, os novos dados coletados através da perfuração intermediária confirmam a importância da descoberta de Carcará. Foi verificada uma expressiva coluna de 471 metros de óleo de 31° API.

Mais promissor ainda é o fato de que em pelo menos 400 metros desses 471 de coluna predominam reservatórios carbonáticos microbiais com excelentes características de permeabilidade e porosidade. O poço encontra-se atualmente a uma profundidade de 6.213 metros, ainda dentro da zona de óleo. Neste momento o poço está sendo revestido e a perfuração terá continuidade até uma profundidade estimada de 6.500 metros visando determinar a espessura total dessa coluna de óleo e investigar a presença de outras zonas potenciais de hidrocarbonetos em horizontes mais profundos.

Os excelentes resultados desse poço, que incluem óleo leve e ótimas condições de porosidade e permeabilidade, nos levaram a superar as nossas expectativas iniciais para esse prospecto. O anúncio recente do Plano de Negócios da Petrobrás que aponta o primeiro óleo de Carcará para 2018 confirma a nossa confiança nesse ativo.

Estamos otimistas em relação aos resultados encontrados até o momento e vamos, no entanto, aguardar o término do poço para comunicar mais informações ao mercado.

No slide 7 temos o nosso farm-in mais recente, o Bloco BS-4 que inclui os campos de óleo do pós-sal de Atlanta e Oliva. Somos operadores desse bloco e detemos 30% de participação nesse ativo. No momento estamos nos preparando para as atividades de perfuração no campo de Atlanta e para a contratação dos



**Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012**

long-lead items. Os planos de desenvolvimentos revisados já foram submetidos à ANP pelo consórcio e o cronograma prevê o início da perfuração no segundo semestre de 2013, assim como o primeiro óleo está previsto para o ano de 2014.

Além dos campos na fase de desenvolvimento foi identificado um prospecto no pré-sal desse bloco denominado Piapara, subjacente ao campo de Atlanta e cuja perfuração está prevista para se iniciar em 2014.

Estamos também em processo de aquisição de nova sísmica 3D com tecnologia de ponta que nos permitirá ter um melhor imageamento desses reservatórios do pós-sal e do pré-sal nessa área, bem como nos auxiliará na identificação de possíveis prospectos nesta região. Continuamos muito entusiasmados com o Bloco BS-4, já que ele tem potencial para aumentar de modo significativo nossas reservas de óleo e diversificar a nossa fonte de receita no médio prazo.

No próximo slide vemos o Bloco BM-J-2 que está localizado na bacia de Jequitinhonha onde somos os operadores com 100% de participação. No passado tivemos que interromper a participação desse poço devido a restrições ambientais estabelecidas pelo Ibama, que proíbe atividades de exploração e sísmica durante os meses de outubro a março.

A companhia já solicitou ao Ibama a renovação da licença ambiental em vigor que vence em junho de 2013, como também já iniciou discussões com a ANP a respeito do cronograma de perfuração previsto. Atualmente estamos buscando uma sonda para reiniciar a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras já no segundo trimestre de 2013. Quando a perfuração for iniciada esperamos alcançar a profundidade final do poço em aproximadamente 60 dias, uma vez que estamos a 2.540 metros e a profundidade final estimada é de 4.700 metros dentro da sessão pré-sal. O CAPEX remanescente para a perfuração desse poço continua em 70 milhões de dólares.

No slide 9 temos uma atualização do Bloco BM-S-12. Como vocês sabem, a perfuração do poço Ilha do Macuco foi concluída em maio de 2012 e não foram confirmadas as zonas potencialmente produtoras inicialmente na nossa expectativa. O consórcio está aguardando a aprovação da ANP para uma extensão de 60 dias do plano de avaliação original. Essa extensão nos dará mais tempo para processar toda a informação obtida nessa área e determinar os próximos passos, incluindo uma potencial reentrada no poço descobridor (1-SCS-13).

Vou passar agora a palavra para a nossa diretora financeira Paula Costa para explicar nossos resultados financeiros.

Sra. Paula Costa: Obrigada Lincoln. Começaremos apresentando os principais destaques financeiros do segundo trimestre e primeiro semestre de 2012. Como podemos observar no slide 11 a melhoria dos níveis de produção no campo de Manati resultou em forte aumento na receita e na comparação anual. A receita líquida atingiu R\$ 123 milhões no trimestre, o que representa mais do que o dobro do ano passado quando uma manutenção levou a uma diminuição na produção.

No primeiro semestre de 2012 a receita líquida total alcançou R\$ 219 milhões, um aumento de 66% em relação ao mesmo período do ano passado.

Passando para o slide 12 o EBITDAX atingiu R\$ 79 milhões no segundo trimestre de 2012 e a margem EBITDAX foi de 64%, representando um aumento quando comparado à margem de 56% do segundo trimestre do ano passado. O prejuízo líquido de R\$ 96 milhões para o segundo trimestre foi resultado dos custos exploratórios de R\$ 157 milhões. Excluindo esses itens o lucro líquido teria sido de R\$61 milhões no trimestre.



Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012

Aqui no slide 13 detalhamos os custos operacionais do segundo trimestre e do primeiro semestre dos anos de 2011 e 2012. Os custos operacionais de R\$ 45 milhões no segundo trimestre deste ano representaram no aumento de 77% em comparação aos 26 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. Isso foi consequência do aumento de produção no campo de Manati que afeta diretamente os valores de royalties, participação especial e depreciação.

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 20 milhões no segundo trimestre de 2012 incluindo despesas não recorrentes de R\$ 7 milhões relacionadas à participação nos lucros do ano de 2011 e à recente alteração na administração da companhia. Não considerando esses montantes a despesa geral e administrativa teria sido de R\$13 milhões.

Os custos exploratórios no segundo trimestre de 2012 totalizaram R\$ 157 milhões. Como o Lincoln mencionou anteriormente no call, este valor é referente à parte dos custos de perfuração no poço Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12, que não encontrou zonas potencialmente produtoras (R\$ 120 milhões) e à devolução do prospecto Jequitibá para a ANP (R\$ 37 milhões).

No slide 14 temos a abertura do CAPEX planejada para 2012 e 2013. Permanecemos com a expectativa de CAPEX para 2012 no valor de 80 milhões de dólares, 40 milhões de dólares já foram dispendidos no primeiro semestre e o restante está programado para o segundo semestre de 2012.

O CAPEX do próximo ano está estimado em 165 milhões de dólares. Também incluímos a composição do CAPEX exploratório por bloco com a maior parte do orçamento de 2013 relacionada aos Blocos BM-J-2, BM-S-8 e BM-CAL-12.

Aqui no slide 15 vemos que a companhia finalizou o segundo trimestre com uma posição sólida de caixa de aproximadamente R\$ 900 milhões. Nesse período a QGEP realizou o pagamento das dívidas com o BNDES e o BNB contraídas para o desenvolvimento do campo de Manati. Dessa forma, a companhia possui hoje um espaço importante no seu balanço para uma potencial nova alavancagem favorecendo a nossa condição financeira para investimentos futuros.

Investimos o nosso caixa predominantemente em ativos líquidos e com ratings elevados. Esse slide mostra a composição da nossa carteira de investimentos que tem 94% alocado em investimentos de rating AAA e o restante em AA.

Com isto eu gostaria de passar a palavra novamente para o Lincoln para os comentários finais.

Sr. Lincoln: Obrigado, Paula. Para encerrar a apresentação de hoje eu gostaria de reforçar a nossa posição diferenciada no Brasil como uma companhia privada de exploração e produção e detentora de um portfólio balanceado e diversificado de ativos.

Gostaria de destacar também outros aspectos muito importantes: Manati está produzindo de forma consistente, provendo um sólido fluxo de caixa operacional. As notícias de Carcará são muito estimulantes e os dados para uma melhor definição da importância dessa descoberta deverão estar disponíveis após a conclusão e avaliação dos resultados do poço.

Temos prospectos exploratórios promissores em Jequitinhonha, na bacia de Camamu e no pré-sal do Bloco BS-4 na bacia de Santos. E reunimos um time técnico muito experiente, comprometido com uma entrega de resultados de forma a fazer frente aos desafios que vamos ter nesse curto e médio prazos, que envolvem as atividades como operador, nossa presença em novas licitações da ANP e a capacidade de participar das oportunidades que o mercado tem oferecido.



De forma geral estamos muito confiantes que o segundo semestre do ano será um período promissor para a Queiroz Galvão Exploração e Produção e esperamos mantê-los atualizados de todo o nosso desenvolvimento.

Operadora, gostaria de abrir o call para as perguntas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Obrigada. Com licença senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco dois (*2).

Nossa primeira pergunta vem da Sra. Paula Kovarsky, Itaú BBA.

Sra. Paula Kovarsky: Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas, a primeira sobre Carcará. Lincoln, eu vou pedir desculpas se essa for uma extrapolação muito grande; mas eu queria tentar talvez entender um pouquinho a ordem de grandeza e a magnitude potencial dessa descoberta.

Quando a gente olha para a página 6, o pedacinho do bloco onde Carcará está localizado não é muito extenso, enfim, olhando as acomodações em volta e os seus respectivos tamanhos, se de fato a gente tiver uma acumulação, por exemplo, muito maior que Bem-te-Vi, que tinha uma estimativa original na casa de uns 500 milhões, se a gente estiver falando de 1bilhão, 2 bilhões, na sua opinião haveria um risco de unitização? Ou seja, para que a gente pudesse ter uma acumulação desse tamanho necessariamente ela tinha que estar além das fronteiras do bloco? Essa seria a primeira pergunta.

E a segunda pergunta, com relação ao BS-4 vocês já estariam em posição de dar para a gente, por exemplo, qualquer estimativa de investimentos para esse primeiro desenvolvimento de pós-sal para esse bloco?

Sr. Lincoln: Boa tarde Paula, prazer em falar com você novamente. Bom, não vamos nos impressionar demais com o tamanho daquele pequeno apêndice que tem Carcará onde nós pusemos a estrela. Realmente ali tem ainda uma área grande, e respondendo diretamente para você eu posso dizer, sim, que pode haver uma chance de unitização, pode haver.

Como o poço não terminou, a devida avaliação da área de ocorrência dessa descoberta, com certeza ela ainda está por ser determinada. Mas um fator muito importante que obviamente está nos deixando muito otimistas não é só o efeito área, que é a que você está se referindo, mas sobretudo a espessura que nós temos encontrado que sem dúvida está bem diferenciada em relação à média daquilo que a gente conhece.

Obviamente, nós temos uma informação mais limitada do que a Petrobrás e eventualmente outros operadores; mas daquilo que hoje é de domínio público essa espessura realmente tem transcendido aquilo que a gente tem observado, e esse é o fator que provavelmente vai estar influenciando muito os volumes futuros que essa descoberta vai confirmar para a gente.

Sra. Paula: Uma vez terminado o poço seria possível passar uma estimativa de volume ou isso vai ser uma coisa que só vem quando tiver um novo relatório da Gaffney?

Sr. Lincoln: Bom, Paula, a descoberta que deslumbra agora com Carcará fatalmente vai suscitar uma reunião entre as companhias e rever os planos iniciais que nós tínhamos para essa área. Ela tem



demonstrado que ela vai ser uma descoberta importante para o consórcio, para qualquer uma das três companhias, e isso vai necessitar um reposicionamento do consórcio em relação a ela.

Então o que pode vir? Nós já tínhamos a perspectiva de furarmos um poço pioneiro nessa área, que agora está até, digamos, mais otimista ainda para que seja feito. No entanto a potencial dimensão desta descoberta poderá levar à perfuração de um poço de extensão, por exemplo, ou até à concepção de um teste para que a gente possa acrescentar, então, um pouco mais de informação da descoberta.

Então ela está em aberto ainda e a gente pode fazer um poço de extensão, fazer um teste ainda este ano ou ano que vem ou se vai para um outro poço pioneiro. Sem dúvida nós vamos para uma finalização dos volumes e uma confirmação dentro dos níveis que se confirma volumes na fase exploratória, provavelmente vai precisar de um ou dois poços pelo menos para que a gente tenha a real dimensão, a real magnitude desses volumes.

Sra. Paula: Vocês pretendem testar ainda nesse poço especificamente?

Sr. Lincoln: É uma opção, é uma opção que nós precisamos ver com a Petrobrás. Obviamente um teste de formação envolve uma série de preparativos com antecipação, e nós estamos ainda furando o poço, na atual fase do poço estamos descendo um liner para cobrir essa zona que já foi identificada e garantir uma estabilidade operacional, e a gente pretende continuar perfurando.

Então a partir do que virá pela frente é que essas decisões vão ser tomadas. Ainda é um pouco precoce uma definição, mas não impede que a gente já comece a pensar quais poderiam ser as próximas ações juntamente com o operador. O ponto crucial é que a gente então defina até que profundidade a gente vai. Hoje, a gente pensa ir até 6.500, vamos ver, é um poço que agora vai furar com slimhole e que tem obviamente um pouco mais de limitações. E quando terminarmos aqui a gente pretende fazer esta divulgação para vocês a respeito dos próximos passos.

Sra. Paula: Comparado com Bem-te-vi, vocês podem comparar, por exemplo, o tamanho da coluna com a coluna que foi identificada no Bem-te-vi?

Sr. Lincoln: Olha Paula, apesar de nós estarmos no Bloco nós não demos tanta importância ao Bem-te-Vi. Bem-te-Vi foi um poço furado já há três ou quatro anos atrás, tem uma coluna se não me engano de 10 ou 15 metros de óleo; então não sei bem qual era a coluna inicial de Bem-te-Vi, eu não posso dizer, na verdade não sabemos.

Hoje nós estamos muito mais preocupados em integrar os resultados desse poço às demais áreas que nós temos, inclusive para o lado oeste e para o lado leste onde nós poderemos ter coisas parecidas. Então não sei fazer uma comparação imediata com Bem-te-Vi. Eu posso te dizer que é muito melhor que Bem-te-Vi daquilo que nós conhecemos.

Sra. Paula: Tá ótimo.

Sr. Lincoln: Bom, com relação ao BS-4 a nossa estimativa de investimento ainda não tem valor definido. Como vocês sabem, no BS-4 os planos foram reapresentados, mudou a concepção de produção de TLP para FPSO, a perfuração de poços, etc., e nós estamos ainda aguardando a decisão da ANP de nos retornar com esse ok a respeito dos planos que foram reapresentados a ela.

Então a gente não tem um valor final desses volumes. A gente gostaria de falar do volume de investimentos assim que a Agência nos der essas estimativas. O que a gente pode dizer é que para esse ano obviamente vai ter muita pouca coisa dado que nós estamos preparando, isso sim, todas as



**Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012**

licitações, todas as documentações para sair a mercado. Quando nós tivermos esse resultado, aí sim, Paula, a gente vai ter uma ideia boa de como é que o mercado está respondendo a essas licitações.

Sra. Paula: Tá ótimo, muito obrigada.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Vicente Falanga, Santander.

Sr. Vicente Falanga: Oi, boa tarde Lincoln, obrigado pelo call. Duas perguntas: primeiro essa excelente descoberta de Carcará que vocês fizeram muda alguma coisa com relação aos planos para Biguá? Por que eu lembro que o volume descoberto foi baixo, não era economicamente viável. Muda alguma coisa para Biguá no sentido de vocês de repente perfurarem outro poço ali para tentar produzir em conjunto, alguma coisa nesse sentido?

Segunda pergunta, só fazendo um follow up da última pergunta: vocês acham que em termos de estimativa de volume de Carcará vocês conseguem incluir num eventual relatório na Gaffney Cline que vocês de repente estão pretendendo divulgar para o mercado no começo do ano que vem, eu sei que tem de fazer mais algum poço até um teste de formação; mas vocês acham que já conseguem dar uma estimativa de Carcará em um próximo relatório da Gaffney? Obrigado.

Sr. Lincoln: Prazer em falar contigo também Vicente. Olha, a descoberta de Carcará, uma descoberta dessa ordem tem muita novidade até para o próprio operador, como você sabe, que conhece como ninguém o pré-sal. A Petrobrás já furou provavelmente cerca de 100 poços no pré-sal e vocês viram que a Petrobrás soltou um comunicado bastante otimista em relação ao que vê.

Então essas coisas acontecem e são naturais acontecer, assim como tem resultados que nos decepcionam como aconteceu na Ilha do Macuco, tem resultados que nos emocionam, e esse é um deles. E até a própria Petrobrás, que tem uma diversidade de resultados, de conhecimento da área, ficou bastante otimista com relação a isso tudo.

E obviamente esse resultado vai nos levar a olhar com mais cuidado toda a área. De fato Biguá não teve a porosidade que a gente esperava. Estão lá os biolitos, a sessão de carbonato, mas não cumpriu com esse requisito fundamental para uma acumulação que é a ocorrência de porosidade. Como você sabe nesses carbonatos, a porosidade secundária é um processo bastante complicado de criação e retenção.

Esse dado que nós tivemos de Carcará vai nos levar a olhar o que a gente chama de modelo deposicional, modelo da criação de porosidade, obviamente com outros olhos agora e ver qual é a implicação que ele pode ter sobre o aspecto deposicional em relação a Biguá e outras perfurações na área, e se a gente pode replicar ou não o que nós estamos vendo em termos geográficos dentro do bloco.

Vai, então te respondendo diretamente, sim, e isso tem que ter um impacto na reavaliação do bloco que vai nos levar a definir quais vão ser os próximos passos e inclusive se a gente faz um outro poço e aonde, porque os poços de extensão tem essa característica de tentar dar informação para a gente, aquela informação mais profunda a respeito de volumes e do tamanho da estrutura que a gente quer testar.

Bom, nós esperamos, sim, que o Carcará esteja incluído na próxima certificação dos nossos assets que a gente espera fazer no final do ano, e ele mesmo foi um elemento que nós decidimos postergar a avaliação lá no início deste ano exatamente porque a gente via muita importância nesse bloco, e a gente quer fazer isso.



Não necessariamente significa que os volumes só comparecerão lá; obviamente a gente sempre quer ver com os demais sócios se há possibilidade de alguma descoberta, mas sem dúvida sempre indica que para se fazer um disclosure de alguns volumes o ideal seria ter pelo menos mais um impulso.

Isso é uma postura muito natural e compreensível da Petrobrás; mas nós mesmos sob o ponto de vista técnico e gerencial e com o compromisso que a gente tem com o mercado achamos que sim, que o ideal seria que a gente tivesse pelo menos mais um poço aí. Mas nada impede, com as devidas ressalvas, que ele esteja incluído no próximo relatório da Gaffney com relação aos nossos ativos.

Sr. Vicente: Tá ótimo Lincoln, obrigado.

Sr. Lincoln: Disponha.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Oswaldo Filho, Espírito Santo Corretora.

Sr. Oswaldo Filho: Oi, boa tarde a todos. A minha pergunta é de novo sobre Carcará, eu queria só explorar mais um pouquinho o assunto. Eu sei que vocês não querem se arriscar em dar volumes, mas eu entendo que o Bloco inteiro BM-S-8 ainda tem uma dúvida sobre a comercialidade. Mesmo sem estimar o volume vocês conseguem hoje estimar se esse Bloco já seria comercialmente explorável com o poço Carcará ou ainda precisa de todos esses testes que vocês dizem que precisa?

Sr. Lincoln: Bem Oswaldo, eu posso dizer o seguinte: se há uma coisa que a gente não tem mais dúvidas é quanto à comercialidade do Bloco, sobretudo Carcará. A nossa dúvida é quanto ao tamanho, quanto ao resultado, quanto à extensão, e possíveis outros reservatórios até mais profundos que a gente possa encontrar nessa área.

As coquinas sempre foram um objetivo desse Bloco, não só nesse poço, mas em outros poços também. Elas não foram atingidas por outros motivos, mas então tem muito a fazer ainda nesse bloco, mas isso não resta mais dúvida. E uma prova contundente dessa nossa, eu diria, certeza, é o fato da Petrobrás já ter listado essa descoberta no seu Plano de Negócios anunciado o primeiro óleo previsto para 2018, e olha isso eu posso até dizer que é quase um fast track, porque existe uma certa fila na Petrobrás, e esse óleo que está previsto para 2018 de um poço que está sendo ainda perfurado em 2012 reflete essa confiança e mostra que tem algo diferencial dessa descoberta que é o óleo, as permeabilidades já observadas nos testes a cabo, a porosidade, a continuidade, a coletividade do que foi identificado.

Outro ponto muito importante, a proximidade da costa. Nós estamos muito mais próximos à costa, 230 quilômetros, do que outras descobertas do pré-sal, próximo a outras descobertas em blocos adjacentes onde esta descoberta, este Bloco, até poderia servir como um hub de exportação, o que provavelmente - eu não posso afirmar, não tenho procuração da Petrobrás - mas muito provavelmente a Petrobrás está pensando em todos esses diferenciais para colocá-lo em 2018.

E mais do que isso, nós vimos hoje inclusive que a plataforma que vai estar sendo considerada é a P-73 para a produção nessa área, para o sistema provavelmente antecipar essa área. Vimos com muito júbilo que já tem até nome, e não é mais nem apelido, é nome e sobrenome a plataforma que deverá estar produzindo dessa descoberta.

E que sem dúvida não vai muito provavelmente se limitar só a ela. A gente ainda tem algum esforço para fazer nessa área, é claro que por ser exploratório, sempre está condicionado aos riscos inerentes a essa atividade e à avaliação final dessas outras duas descobertas como Bem-te-Vi, com o próprio Biguá, o que ainda resta ou não para Biguá.



Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012

E também tem Abaré que está ali para uma unitização e em discussão atualmente com os participantes do Bloco BM-S-9 e que sem dúvida também poderá ter proveito de uma infraestrutura de produção para essa área. Então tem algumas coisas a acrescentar: eu posso te dizer que quanto à economicidade hoje nós não temos mais dúvidas a respeito.

Sr. Oswaldo: Muito bem, muito obrigado.

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

Sr. Auro Rozenbaum: Boa tarde a todos, boa tarde Lincoln, Paula. Eu gostaria de saber em primeiro lugar, Lincoln, como anda a perspectiva de compra de ativos e especificamente no caso de ativos de desenvolvimento da Petrobrás.

Sr. Lincoln: Muito bem, Auro, você sabe que essa secara dos bids tão almejados e esperados leva a gente a procurar e ser proativo, procurar novos ativos, novas oportunidades, e essa troca-troca, essa passagem de ativos continua no Brasil. Algumas coisas são de grande monta, pouca gente se interessa ou pelo menos acompanha e faz um tracking do que está ocorrendo, e outras que a gente está realmente imbuído nelas.

Nós temos algumas oportunidades hoje em dia sob análise em diferentes cores, com progressos diferentes, algumas iniciando, olhando e avaliando o impacto no nosso portfólio e outras com discussões mais avançadas. A gente espera, digamos, talvez para os próximos um ou dois meses que a gente possa concluir alguma coisa e fazer um disclosure para vocês.

Mas sim, nós continuamos olhando, e continuamos mais do que isso nos preparando para o bid que deverá ocorrer no ano que vem. Agora, a gente realmente acha que tem grandes chances que o bid venha a ocorrer no ano que vem e não seria estranho para nós, segundo alguns comentários de jornal ou segundo algumas ilações feitas por gente da indústria, um potencial bid para o pré-sal já no segundo semestre do ano que vem.

Então, nós estamos imbuídos nisso, a nossa aquisição lá do BS-4 também tem esse caráter - dos sócios do BS-4- de fazer uma aquisição para nos inserir de vez naquela área e até para nos preparar para uma eventual licitação que poderia estar por ali. Então estamos olhando, sim, e esperamos em breve poder dar alguma notícia.

Sr. Auro: Uma segunda questão aproveitando as discussões de Carcará: hoje existe um endereçamento para o primeiro óleo em 2018. A minha pergunta é se, com o desenvolvimento de Carcará, poderia ser eventualmente até antecipado isso, ou seja, dependendo das condições que se encontra poderia ser realocado outro equipamento ou ela ganhar ainda uma prioridade adicional? E quais seriam os passos futuros para definir de fato o tamanho ou o futuro de Carcará?

Sr. Lincoln: Bem, Auro, eu vou começar pelo final: a gente espera nesses próximos um a dois anos concluir esta avaliação de Carcará. Esse negócio não está ainda definido com o operador, o poço está furando ainda, então nós vamos ter que esperar. O operador sem dúvida, como a gente já viu, está dando prioridade a essa área, então os próximos planos vão ser fruto desse final da perfuração para aí definir. Mas eu te diria que é entre um e dois anos para definir finalmente o que Carcará realmente significa.

Quanto à antecipação eu te diria que hoje 2018 já é bastante desafiador. Nós vamos esperar esse volume, não vai ser declarado comercialidade agora, etc., e é claro que uma otimização disso pode ser



feita com uma produção antecipada através de um teste de longa duração com um sistema antecipado de produção.

Pode haver adaptações a um plano de full development; mas eu já te diria que considerando os próprios desafios que a Petrobrás tem, e que o mercado tem mais do que a própria Petrobrás, de atender toda essa demanda, eu diria que 2018 já é um prazo bastante desafiador, na nossa opinião, para essa produção.

Alguma coisa pode ser feita para antecipar? Sim, mas eu digo que 2018 já é um desafio, mais facilmente de ser vencido se começar a ser pensado agora.

Sr. Auro: Ok, obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem da Sra. Lilyanna Yang, UBS.

Sra. Lilyanna Yang: Oi, obrigada pela oportunidade. Duas perguntas, uma ainda sobre Carcará. Vocês poderiam nos dar o nome de alguns campos ou áreas análogas em que a gente poderia fazer alguma comparação? A gente tem muito poucos terapoints em relação à coluna de óleo para fazer uma associação ou uma extrapolação em volume. Mas a gente só queria entender um pouquinho como Carcará pode ser parecido com outros campos.

E a segunda pergunta é para a Paula, por favor: eu queria entender esses R\$ 7,5 milhões que foi bookado que vocês consideraram como não recorrentes, você diz que é o profit sharing do ano passado e mudanças no management. Você pode esclarecer se isso tem a ver com o pagamento, por exemplo, de um bônus para o CEO que se foi ou se tem a ver com um plano de incentivo e retenção? O que seria isso? Trazer novas pessoas para a área? Obrigada.

Sr. Lincoln: O negócio é o seguinte: nós temos algumas comparações, sem dúvida; a gente tem campos gigantes, supergigantes como é o caso de Franco e Libra, que tem colunas parecidas com essas, mas menores. Têm um reservatório espesso, muito espesso, mas a coluna de óleo está em torno de 200, 250, no máximo 300 metros.

Recentemente, foi divulgado o campo de Pão de Açúcar, a descoberta da Repsol com a Petrobrás, em que eles citam cerca de 300 metros de coluna de óleo e esse campo tem parece que, 1,2, 1,3 bilhões de barris. As nossas espessuras são um pouco superiores a essa espessura divulgada por eles.

Outros campos que têm espessura muito grande: Guará tem espessura grande, Sernambi tem espessura grande. Mas eu não queria que, por gentileza, ainda que seja algo desejável por todos nós, que essa espessura seja um reflexo direto dos volumes desses campos que eu citei.

São campos que tem essas espessuras, mas que necessariamente não quer dizer que o nosso campo vai ter esses volumes. É bom que a gente sempre frise isso, mas tem algo que nós podemos dizer que é diferente pelo menos daquilo que nós conhecemos: o tipo de óleo. Esse é o segundo melhor óleo já identificado no pré-sal na bacia de Santos, as porosidades têm, em média, valores maiores que aqueles já divulgados que são de domínio público e nós temos um reservatório que é contínuo.

Isso é então um ponto fundamental no esquema de produção, porque quanto mais longe da água estiver uma zona de óleo, por mais tempo ela produz e mais ela pode produzir nas suas fases iniciais. Então são essas são coisas que aparentemente tem distinguido essa descoberta daquilo que nós conhecemos, e eu posso dizer que a gente sem dúvida não sabe de tudo porque tudo o que se refere apré-sal deve ter um



cuidado muito grande para ser divulgado, não só devido à confidencialidade de cada Companhia mas sobretudo porque se refere a números normalmente muito grandes, tá bom?

Eu passo para a Paula agora.

Sra. Paula: Boa tarde, Lilyanna. Respondendo a sua pergunta sobre os 7 milhões, a gente de fato tem os dois impactos. Tem o impacto da participação no lucro relativa ao ano de 2011 que é não recorrente porque ele é um impacto pontual nesse trimestre.

Embora a gente tenha a provisão para o PLR 2012 acontecendo ao longo do ano, esse foi feito de forma concentrada e então por isso causa um efeito não recorrente especificamente nesse trimestre, e por essa razão a gente fez questão de ressaltar mais ou menos uns R\$ 4 milhões, e o restante é relacionado à mudança no management e também é algo pontual, é algo não recorrente e não está dentro do programa de retenção.

O programa de retenção tem impacto de R\$ 2,6 milhões nesse trimestre, a provisão para o programa de stock option, mas ela é um item recorrente e por essa razão ela não está dentro dos 7 milhões que a gente destacou como despesas não recorrentes. Não sei se ficou claro.

Sra. Lilyanna: Só para entender, os R\$ 3,5 milhões de mudança no management não são para a atração de pessoas novas, certo?

Sra. Paula: Não, é mudança na administração, a mudança que a gente teve na diretoria da companhia.

Sra. Lilyanna: Ok, obrigada.

Sra. Paula: Obrigada.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Anish Kapadia, TPH.

Mr. Anish Kapadia: *Hi, good afternoon. I had a couple of questions again on BM-S-8. I was wondering if you could give what has the total cost of the well been so far on Carcará and how much you would expect future wells to cost and if they take less time to drill.*

And just I am not sure if you have addressed it already, but in terms of the potential flow rate from the well would you expect flow rates similar to that of what you have seen from Lula and Sapinhoá, 25 to 50,000 barrels/day initial production rates given the reservoir you have seen?

And then the final question was could you give what the area extent of the field is? Thank you.

Sr. Lincoln: Muito bem. Como combinado, nós estamos aqui respondendo em português e em caso de qualquer necessidade nós poderemos também fazer a resposta em inglês. Anish, o que a gente pode dizer é que o custo de perfuração hoje esperado para este poço que está sendo estudado, Carcará, é de 220 milhões de dólares. Este custo é a previsão que nós temos para chegar à profundidade final estimada de 6.500 metros.

Ele pode aumentar um pouco caso se decida a fazer um teste de formação - e não um teste de longa duração, um teste de formação, um teste normal cuja duração é em torno de 30 a 40 dias - este custo pode então aumentar um pouco nesses próximos meses. Senão, o que a gente espera é algo como 220 milhões de dólares sendo 22 milhões de dólares o net para a QGEP.



Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012

Quanto ao futuro, para os outros poços a gente acha que até pode ser um pouco menos. Sem dúvida cada poço é uma nova informação, se aprende learning on the job nesse caso, e que portanto o próximo poço que seja furado na área já vai estar otimizado para os resultados que nós obtivemos até agora: para o regime de pressão, para as zonas de interesse, e portanto para um poço que venha a ser perfurado aí ou uma eventual fase de desenvolvimento nós estamos esperando que venham a custar menos porque já vai estar customizado as profundidades, o regime de pressão, a porosidade e os topos das formações.

A respeito do flow rate ainda é muito cedo para que a gente fale. Os flow rates normais dos reservatórios do pré-sal têm sido muito altos. Hoje em produção, estão atingindo entre 25.000 e 30.000 barris diários, são os flow rates de campos que estão em fase de testes de longa duração ou em fase de produção como é o caso de Tupi.

No nosso caso ainda é muito cedo para a gente afirmar. Sem dúvida nenhuma a gente pode dizer que nós pelo menos vamos estar dentro da média dessas descobertas. Mas para nós fazermos uma avaliação ainda é muito cedo. No entanto eu quero ressaltar que nós temos permeabilidades que são bastante boas e porosidades também que estão acima da média do pré-sal.

Então isso nos deixa otimistas; mas o número é um pouco difícil para a gente comunicar agora, para estimar neste momento porque nós poderíamos estar fazendo erros grosseiros com respeito à produção, ok?

Bom, na área do poço a gente ainda não terminou, e portanto a gente não tem ideia. Nós sabemos o quanto isso poderá vir a ser, mas o poço continua dentro daquela zona de óleo que hoje já tem 471 metros de coluna, com total ocorrência do óleo, nem tudo é reservatório. –e então, só com a finalização e com a continuidade da perfuração é que a gente pode então falar qual a área que nós estamos estimando para essa descoberta, e isso sem dúvida vai levar um tempinho a mais, pelo menos mais dois meses.

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

Sr. Gustavo Gattass: Bom dia pessoal, eu tenho algumas perguntas. Eu queria inicialmente mudar um pouco o foco, sair um pouco do Carcará e dar uma passada no Atlanta e Oliva se a gente puder. Tinham três coisas que eu queria saber do Atlanta e Oliva: a primeira delas vocês mencionam no texto que vocês vão fazer doze poços de desenvolvimento. Eu queria só entender: o plano é para ter doze poços incluindo injeção e produção ou são doze poços planejados como produtores?

A segunda coisa no negócio de Atlanta e Oliva você falou algum tempo atrás de uma FPSO de 80.000 barris, eu acho que saiu em uma entrevista do Danilo no ano passado. Eu queria saber se isso ainda é o plano.

E por último, ainda em Atlanta e Oliva, se por acaso vocês puderem passar para a gente o que é que vocês estão pensando em testar, o que são as dúvidas que vocês estão pensando em address com o teste de longa duração que está planejado para 2014.

Sr. Lincoln: Muito bem. Já que o Danilo foi citado aqui, Gattass, e para brilhantismo da resposta, eu vou passar para ele, tá bom?

Sr. Gustavo: Tá bom, depois eu volto com uma para Carcará para você.

Sr. Lincoln: Abraços.



Sr. Danilo Oliveira: Ok, Gattass, boa tarde, então vamos lá. Os doze poços de Atlanta se referem somente a poços produtores. No plano de desenvolvimento apresentado à Agência não é previsto nenhum poço injetor, isso devido a um aquífero muito grande sob o reservatório produtor. Então os estudos de reservatório levam a pressupor que não há necessidade de poços injetores.

Sr. Gustavo: Tá ótimo.

Sr. Danilo: Quanto a FPSOs nós estamos com dois FPSOs em duas fases distintas: o primeiro FPSO, também de acordo com o plano, com capacidade de 20.000 barris/dia durante esse Teste de Longa Duração, que na verdade a Agência já chama de Sistema de Produção Antecipado; e o segundo FPSO que é para o sistema definitivo é para capacidade de óleo de 75.000 barris.

Sr. Gustavo: Tá ótimo. Antes de passar para o que vai ser o teste só uma pergunta rápida: o Seillean ainda está no mercado ou não? Ainda está sendo oferecido?

Sr. Danilo: Positivo. Ele está parado atualmente, está docado em Louisiana. Foi uma das opções que nós chegamos a verificar. Não está descartado totalmente, mas não é a nossa primeira opção.

E o que a gente quer testar durante esse Sistema de Produção Antecipado? Como você sabe esse vai ser o primeiro campo em águas profundas de óleo pesado, e é um óleo pesado de 14 ° API. Então nós queremos testar três coisas: primeiro o conceito de produção utilizando bombas de fundo de alta potência; a segunda coisa é a perfuração de poço horizontal e performar o Gravel Pack nesse poço horizontal; e a terceira é verificar o IP desses poços, ou seja, a capacidade de produção de cada um desses poços para melhor dimensionar o FPSO definitivo, ok?

Sr. Gustavo: Tá ótimo, e Lincoln, se eu pudesse então agora voltar ao Carcará, tinham duas coisas rápidas que eu queria só ouvir de vocês: a primeira é que num certo momento aqui do conference call você mencionou que poderia se vir a ter mais de uma unidade, mas não ficou claro para mim se você estava falando do Carcará ou se você estava falando do bloco como um todo.

Na prática o que eu queria entender era se hoje o entendimento que vocês têm é que Carcará pode vir a ter dois FPSOs, é esse o racional?

E a segunda parte da pergunta, se eu pudesse, também de Carcará tinha a ver mais com a coluna. Eu sei que a gente não tem muito uma habilidade de passar ainda o tamanho do reservatório; mas eu só queria entender quando vocês entraram no poço qual é o tamanho de coluna que vocês imaginavam ter, só para a gente ter uma magnitude de quanto tem sido esse ânimo.

Sr. Lincoln: Olha, quanto a FPSOs eu adoraria que tivesse mais de um, mas na verdade nós estamos com um só por enquanto que é o que a Petrobrás colocou no Release, essa P-73 que nós vimos hoje. Mas se a gente pensar que esse pode ser um pig back para outras acomodações da área, não só eventuais descobertas nesse bloco que a gente quer furar, mas que possa se integrar a um sistema onde outras descobertas, por exemplo no BM-S-9, ao sul do BM-S-9 e possam se integrar, aí a gente poderia esperar um sistema de produção mais complexo que poderia envolver mais FPSOs.

Mas para Carcará, sobretudo hoje nós não temos essa visibilidade, se vai ser um ou dois porque a gente não tem ainda o real dimensionamento do volume e a própria distribuição em área da acumulação, porque isso é um ponto importante também no design de produção, como esse reservatório está distribuído: ele está empilhado, se ele está lateralmente disperso, etc. Isso é cedo para afirmar; mas como a Petrobrás divulgou a P-73 e como já divulgou o ano de produção nós estamos replicando o que ela falou. Mas ainda é cedo para dizer se vai ser mais de um. Não dá para dizer isso não.



Com relação à altura a gente esperava menos; por quê? Porque a gente tinha as nossas avaliações que são sempre com base numa estatística que a gente faz de outras descobertas. A gente aplica no nosso fechamento e na espessura de reservatórios uma estatística.

A gente usa muito a sísmica sem dúvida, mas a gente usa uma estatística por que a geologia tem algumas leis e elas não podem ser feridas a todo momento. A gente não pode prever porosidade, é o caso de Biguá. A sísmica para esse tipo de reservatórios não fala; para outros pode até falar, mas para esse não fala.

Mas as espessuras a gente tende sempre a tirar um pouco da sísmica e tenta convolver, tenta modelar, limitar pelas estruturas que a gente tem em outras acomodações na área, e nesse caso - sem falar precisamente em números - eu posso dizer que com os números que nós já temos ela está bem maior do que aquilo que a gente estava prevendo, às vezes até próximo do dobro.

Sr. Gustavo: Tá ótimo, obrigado gente.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros, Citi.

Sr. Pedro Medeiros: Bom dia e parabéns pelo progresso no Carcará. Eu queria começar com ele, algumas perguntas e confirmações. Eu não sei se você vai poder responder todas elas, Lincoln, diante que os dados ainda estão sendo coletados devido ao acordo que você tem com o consórcio.

Mas inicialmente vocês divulgaram até uma coluna maior do que foi indicado pelo press release da Petrobrás. Eu fiquei na dúvida pela descrição que vocês deram no texto se vocês já não estavam atravessando a coquina do Carcará. Vocês continuaram apenas no microbiólito ou já atravessaram e tocaram em alguma coquina?

Sr. Lincoln: Pedro na verdade o que nós publicamos não está diferente da Petrobrás, nós publicamos um pouco mais do que a Petrobrás. Nós dissemos que nós temos até o momento uma coluna de hidrocarbonetos identificados de 471 metros, mas obviamente nem tudo isso se refere a reservatórios. Quando nós falamos que a gente tinha pelo menos 400 metros de reservatório nós estávamos nos referindo ao gross pay, ao total.

Nem tudo desses 471 é reservatório, tem intercalações de outros tipos de rocha, mas na verdade tem hoje 471 metros de coluna de óleo, sendo que 400 seriam de reservatório - grosspay - ninguém falou de net pay porque para falar de net pay leva mais tempo: temos que pegar todos os perfis, as amostras que estão tirando, mostras laterais e aí vai ter net pay.

O net pay é um número para cálculo de reserva. Ele tem que ser bem mais elaborado, decorrente das perfilagens, decorrente da amostragem, decorrente da testemunhagem, o que ainda a gente não tem. Então vamos deixar claro: 471 metros a gente acha que é a coluna de óleo pelos testes e pelo que a gente viu até agora, e a gente tem pelo menos 400 metros de grosspay de reservatório.

Com relação à coquina, é um dos objetivos do poço e a gente espera continuar perfurando e ver se ela ocorre. Os objetivos são profundos, esse já é um poço profundo que tem uma zona de óleo em cima então está requerendo um cuidado maior até pela própria coluna que tem de hidrocarboneto, então está tendo um cuidado maior na perfuração tanto que nós estamos revestindo.

Então é um objetivo tentar chegar na coquina. A gente só não sabe se vai conseguir chegar, mas a coquina sempre é um objetivo dessas áreas e no Bloco BM-S-8 ela é também. Nós já tínhamos intenção



de atingir no Biguá, não for possível porque houve um peixe e aí não havia razão para tentar continuar. Mas se a gente pudesse conseguir nesse seria muito bom, mas a coquina é um objetivo e nós não atingimos ainda não.

Sr. Pedro: E aí como follow up do seu comentário: já é possível falar diante dos dados que vocês já colheram dos 400 metros de coluna que seja através de similaridades sobre a porosidade líquida que vocês atestaram? Nem que por similaridade a gente possa assumir que ela seja parecida com o microbiólito de Tupi ou de Iracema? Como é que vocês estão enxergando isso até agora?

Sr. Lincoln: O que a gente tem de ter em mente sempre, eu reforço, todos nós aqui temos reforçado isso: que os nossos dados, as nossas afirmações são comparações com aquilo que a gente conhece e que é de domínio público e aquilo que é de domínio público a gente pode dizer que esse reservatório na média é superior a alguns desses campos que você citou.

Com relação a RGO, etc., é mais difícil dizer. Isso precisa de um teste, precisa fazer um teste de formação, coletar obviamente esses dados para poder estimar RGO ou outros componentes desse hidrocarboneto.

A gente ainda não tem isso, a gente só sabe que tem um óleo mais leve do que a média também. A porosidade é melhor na média e o óleo é melhor na média. Isso pode induzir obviamente a você ter, digamos, até produtividades no futuro melhores porque você tem um óleo de melhor qualidade, mais leve. Então esses são alguns diferenciais que nós já identificamos nesse ponto.

Mas a RGO é algo um pouco além e é melhor que a gente esperasse por isso. O que nós não vínhamos pelo menos reportado até então é que aparentemente a gente não tem muito CO2 nessa área e nem H2F, isso já é um fato auspicioso. Mas ainda esses são dados preliminares, tá bom?

Sr. Pedro: Tá legal. Só uma última pergunta sobre o BM-S-8: quando a gente olha o CAPEX para 2013 já tem uma estimativa de CAPEX líquido de 40 milhões de dólares aplicados no bloco. Você pode comentar se isso está lastreado em uma premissa de quantas perfurações?

E se, além disso, o prazo do plano de avaliação original do BM-S-8 vencia nesse ano e você tinha outros prospectos do bloco. Você ainda tem perspectiva de perfurá-los?

Sr. Lincoln: De fato nós temos esses 40 milhões para 2013 e a previsão seria de estar terminando dois poços: um que pode iniciar esse ano, mas termina em 2013 e mais um poço a perfurar. Na nossa ótica, da QGEP, isso pode estar representando um poço de extensão mais um poço pioneiro na área. Mas isso não está definido ainda, você tem razão.

O PAD - Plano de Avaliação de Descobertas termina em dezembro desse ano, mas a Petrobrás já começou as ações, já começou a pensar. Nós começamos ainda a discutir que a gente deve fazer um approach provável na Agência. A operadora é que tem que fazer isso, mas nós vamos estar participando dessas discussões para eventualmente até alongar um pouco esse plano de tal forma que a gente consiga cumprir tudo o que está previsto para fazer.

Então nós estamos vendo, dados os resultados até o momento, que não teremos maiores dificuldades na Agência desde que a gente se comprometa com um pouco mais de atividade para cumprir com todos esses trabalhos previstos para o BM-S-8 com certeza. Alguns deverão se credenciar ainda esse ano, em princípio.



**Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012**

Sr. Pedro: Perfeito. A segunda parte que eu queria perguntar é em relação a Manati. No início do call você comentou que já receberam os números preliminares da Gaffney e que eles atualmente já estão dentro das expectativas originais de vocês, vocês ainda podem fazer uma avaliação antes de fazer qualquer divulgação para o mercado.

Agora você poderia comentar se eu pelo menos posso assumir que dentro das suas expectativas originais seria que o número hoje de 2P ainda está abaixo do 3P original, a produção acumulada?

Sr. Lincoln: Eu estou passando para o Danilo aqui que sabe te responder em cima daquilo que a gente já pode falar.

Sr. Danilo: Ok. Recebemos realmente a certificação da Gaffney. Isso se deu muito recentemente, há uma ou duas semanas atrás. Nós estamos avaliando, comparando com os nossos estudos e com os próprios estudos do operador. Mas adianto que as reservas 2, 3 estão muito em linha, ou eu diria até um pouco melhores que as do ano anterior. Tá ok?

Sr. Pedro: Tá ok. E só uma última pergunta se permitem, na verdade é uma confirmação que eu queria entender de vocês para entender um pouquinho como está o processo de aquisições de vocês e olhar para os farm-ins em potencial que estão acontecendo no mercado.

Você pode confirmar se vocês estavam participando do farm-out do consórcio Vanco/Panoro que foi realizado recentemente para a Ecopetrol? Vocês chegaram a progredir na participação dentro desse bid?

Sr. Lincoln: Olha, você sabe que afirmar para você nós não podemos, porque o CA não permite que a gente faça isso com nenhuma Companhia. Nós estamos considerando algumas coisas nesse mercado e posso lhe afirmar que esse é um que não estamos vendo agora não.

Mas a gente está olhando outras coisas no mercado e como eu afirmei anteriormente, com diferentes cores, com diferentes matizes de progresso e que a gente espera nesses próximos um a dois meses já poder divulgar alguma coisa. Mas nós continuamos olhando e uma vez mais nos preparando internamente para as eventuais licitações que estão por vir, seja na costa equatorial, ou seja até mais aqui para a Bacia de Santos, ou dentro dessa área de pré-sal, que há rumores no mercado de uma possível realização ainda no final de 2013.

Então a gente está se preparando para tudo isso e quando a gente diz se preparar não é pura e simplesmente olhar o aspecto técnico; nós estamos nos preparando com gente que obviamente está no bojo desses custos administrativos que nós temos. Nós estamos montando a Companhia, preenchendo alguns buracos vazios que nós tínhamos em relação às nossas necessidades, às nossas especialidades, para fazer frente a essas avaliações de uma maneira que seja bastante responsável e com todos os aspectos de uma entrada no bloco, da sua parte econômica, da sua parte operacional e sendo satisfatório.

Então é uma montagem de médio e longo prazo, não é uma montagem só de curto, mas o passo que nós estamos tendo é para fazer frente a esses desafios de curto e médio prazo aqui para a Companhia.

Sr. Pedro: Tá ótimo. Bom, obrigado mais uma vez e parabéns pelo resultado, Lincoln.

Sr. Lincoln: Obrigado a você também.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Frank McGann, Merrill Lynch.



Mr. Frank McGann: *Hello, good day. Just a couple of things on Manati: one you mentioned both in the press release and in the comments that you are close to an agreement or an amendment that would increase the amount the minimum amount for the take or pay provision. I was just wondering when you think that would be completed.*

Also would that have any impact in your business since we are talking about 6 million m³/day and would that just give us greater confidence that the amount would be at that level or higher?

And then in addition you mentioned the maintenance towards the end of this year, beginning of next year and I was just wondering no impact on this year's production. What type of maintenance is that? If there is any risk that there would be some effect on the average level of production you could have in 2013?

Sr. Danilo: *Good afternoon, Frank, I am sorry but I am going to answer in Portuguese, ok? Sobre o agreement, esse agreement está já acordado com a Petrobrás há mais de dois anos. Nós sempre dizemos que estamos prestes a assinar e sempre estamos realmente nessa expectativa de assinatura. O que é que está atrasando essa assinatura? Ela está associada à compressão ou à planta de compressão que será construída em Manati e a Petrobrás, como é a operadora e é quem vai construir a planta, só quer assinar esse agreement quando esta planta de compressão, ou o bid da planta de compressão for aprovado formalmente pelo Board da Petrobrás.*

Apesar dessa planta de compressão hoje estar prevista no plano de desenvolvimento apresentado na agência lá em 2004, 2005, e já ter sido aprovada pelo Board das Companhias sócias e aprovadas em reuniões de OPCOM, a Petrobrás ainda está no processo de dates internos necessários para levar ao Board a aprovação. Então estamos prevendo que isso se dará ao final desse ano, ok?

Quanto aos níveis de produção nós estamos produzindo muito bem, nesses últimos quatro meses tivemos produção acima de 6,5 milhões de m³/dia. Nossa capacidade máxima de produção é ainda em torno de 7 a 7,2 milhões de m³/dia e esperamos que o mercado no segundo semestre continue a demandar ou continue a comprar esse gás.

Então estamos confiantes de que a nossa média anual irá se manter nesses 6 milhões de m³/dia.

A última parte, quanto à manutenção, essa manutenção programada é uma parada da estação de tratamento. A cada cinco anos toda a instalação de processo produção para manutenção. Será em torno de 10 a 15 dias de parada total do campo para que haja esta manutenção na planta de processo, mas que para o ano todo não deve influenciar na média de disponibilidade de gás de 6 milhões de m³/ dia, ok?

Anything else, Frank?

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Luiz Pinho, UBS.

Sr. Luiz Pinho: Oi, boa tarde a todos. É mais um follow up em Manati: vocês me corrijam se eu estiver errado, mas a produção no segundo trimestre veio, no primeiro mês a 6,4, 6,6, imagino que fechou a 6,8 para ficar na média de 6,6 anunciada.

Dado que a gente está já na metade do terceiro trimestre o que vocês podem falar sobre a produção? Dá para imaginar esse mesmo patamar que fechou o segundo trimestre, mais próximo até de 7 ou cai um pouquinho? Obrigado.

Sr. Danilo: Ok Luiz, continua. Fechamos julho com 6,6 e estamos no mesmo patamar em agosto, ok?



**Transcrição de Teleconferência
Resultados do Segundo Trimestre de 2012
Queiroz Galvão – QGEP Participações (QGEP3 BZ)
15 de agosto de 2012**

Sr. Luiz: Ok, obrigado.

Operadora: Com licença, lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

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

Sr. Lincoln: Eu quero mais uma vez agradecer a presença de todos vocês nesse call, com perguntas bastante esclarecedoras. Também esperamos ter podido informá-los de maneira adequada sempre considerando as nossas responsabilidades perante o mercado, os nossos sócios, e nós nos dispomos e ficamos à disposição de vocês para qualquer outra necessidade através da nossa área de Relações com os Investidores, daqui para frente e como sempre atendendo os senhores da melhor maneira possível.

Mais uma vez muito obrigado a todos e tenham uma boa tarde.

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