

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao primeiro trimestre de 2012. Estão presentes hoje conosco o Sr. José Augusto Fernandes Filho, CEO da Companhia, Sra. Paula Costa, Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Sr. Lincoln Rumenos Guardado, Diretor de Exploração 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 *0. 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. José Augusto Fernandes, que dará início à apresentação. Por favor, Sr. José Augusto, pode prosseguir.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Ok. Obrigado. Bom dia a todos, muito obrigado por participarem da nossa teleconferência. Junto comigo hoje aqui para comentar os resultados financeiros e operacionais do primeiro trimestre de 2012 estão Paula Costa, nossa Diretora Financeira e Lincoln Guardado, nosso Diretor de Exploração. Apresentaremos uma visão geral dos nossos resultados e depois abriremos o *call* para perguntas.

Aqui, no slide 3, apresentamos os nossos destaques do primeiro trimestre desse ano, o que contribuiu para impulsionar a Companhia a alcançar melhores resultados em 2012. Nossa produção foi proveniente de todos os seis poços de Manati, o que é um importante progresso em relação ao ano passado, quando alguns poços estavam em manutenção. Isso nos permitiu alcançar aumentos significativos na receita e lucratividade, com a nossa margem EBITDAX atingindo

67% - significativamente superior aos 39% atingidos no mesmo período do ano anterior, com um fluxo de caixa operacional de R\$ 56 milhões para o trimestre.

Ao longo do trimestre, anunciamos os resultados iniciais da nossa descoberta de óleo em Carcará, no Bloco BM-S-8, e continuamos as atividades de perfuração em outros prospectos importantes. Como vocês sabem, diversificamos significativamente a nossa carteira de ativos ao longo do ano passado e Lincoln, em seguida, apresentará uma atualização sobre os nossos principais blocos.

Depois de realizar o pagamento integral dos nossos dois *farm- ins* que concluímos ano passado, a nossa posição de caixa líquida no final do primeiro trimestre foi de R\$ 892 milhões, proporcionando à QGEP os recursos necessários para continuar a executar seu plano estratégico para construir, diversificar e desenvolver o seu portfólio de ativos.

No slide 4, vocês podem ver bases atualizadas sobre o Campo Manati onde temos 45% de participação. A produção diária do Campo Manati, no primeiro trimestre de 2012, atingiu 5,2 MM m³/ dia, crescimento significativo em relação à média de 4,1 MM m³/dia de produção, no primeiro trimestre do ano passado e em relação à média produzida em 2011.

Em Abril, a produção aumentou e alcançou uma média de 6,4 MM m³/dia. Para 2012, esperamos que a capacidade média de produção atinja 6 MM m³ de gás natural por dia, retornando aos níveis de 2010. Como já informado anteriormente, teremos uma manutenção programada para o campo nesse ano que não deve afetar a capacidade média de produção. Como vocês sabem, temos um contrato take or pay que contempla toda a reserva do campo.

Agora, eu gostaria de passar a palavra a Lincoln, nosso Diretor de Exploração, que vai comentar nossas atividades exploratórias. Lincoln, por favor.

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Obrigado José Augusto, bom dia a todos. Continuando na nossa apresentação, no slide 5, vocês podem ver uma atualização da perfuração do Bloco BM-S-12, localizado na Bacia de Santos. As atividades operacionais estão correndo conforme o planejado, e esperamos concluir a perfuração do prospecto Santos #4 a uma profundidade total de aproximadamente 6.400 m, até o final do segundo trimestre de 2012.

Embora os resultados preliminares divulgados até o momento deste poço não tenham sido como o esperado, deve-se ter em mente que cada prospecto ou cada *play* é independente um do outro nesta perfuração, os resultados que tivemos até o momento não alteram as nossas expectativas iniciais para o projeto do pré-sal no Santos #4.

Os resultados para esse prospecto serão divulgados ao mercado assim que a avaliação final do poço for concluída, como de hábito. Esperamos que a perfuração final tenha a duração de três a quatro semanas, e após a análise desses dados, os resultados serão então divulgados ao mercado, em princípio no terceiro trimestre de 2012.

Em 2012, o investimento total do Bloco BM-S-12 era estimado em aproximadamente US\$ 40 milhões para a QGEP.

Continuando, o slide 6 mostra o nosso primeiro *farm-in*, o Bloco BM-S-8, localizado no *hotspot* do pré-sal da Bacia de Santos, no qual, temos uma participação de 10%. Três descobertas, a saber: Bem-te-vi, Biguá e Carcará, já foram feitas nesse bloco e outros prospectos promissores independentes, foram identificados, além de uma potencial extensão da descoberta de Abaré Oeste, localizada no Bloco adjacente BM-S-9.

As atividades de perfuração estão em andamento no poço Carcará, com a sonda *Sevan Driller*, e no primeiro trimestre de 2012, descobrimos óleo de alta qualidade 31º API. A profundidade final está estimada em 6.900 metros e o objetivo deve ser atingido no final do segundo trimestre de 2012. Essa perfuração final também deverá ter uma duração de três a quatro semanas, por se tratar de um poço profundo e com zonas portadoras de óleo, podendo necessitar uma amostragem mais completa do que o normal.

Esperamos, dessa forma, divulgar os resultados ao mercado no final do terceiro trimestre também. A estratégia de perfuração adicional nesse bloco dependerá dos resultados finais obtidos em Carcará. Conforme anunciado anteriormente, o CAPEX total para 2012, para o Bloco BM-S-8, está estimado em cerca de US\$ 20 milhões para a QGEP.

Prosseguindo, o slide 7 fornece uma visão geral do Bloco BM-J-2. Nesse bloco, localizado na Bacia de Jequitinhonha, a QGEP possui a participação de 100% e é o operador. No terceiro trimestre do ano passado, a perfuração do prospecto do pré-sal Alto de Canavieiras, denominado JEQ #1, foi interrompida em razão de restrições normativas do IBAMA e da própria licença ambiental e prevêem um período de interrupção das atividades entre os meses de outubro a maio.

A QGEP está buscando uma sonda para retomar a perfuração deste prospecto, no segundo trimestre de 2013, e negociando com o IBAMA a definição do cronograma de perfuração para esta área. Essa é uma bacia emergente, onde estamos perfurando uma sessão espessa no pré-sal. Está localizado em águas rasas, perto do mercado, e continuamos otimistas em relação ao seu potencial. Também estamos estimulados pelo fato da Petrobras estar preparando para perfurar nessa mesma região. Após o início da perfuração, a QGEP espera atingir uma profundidade total de 4.700 metros, em aproximadamente dois meses. Os

custos totais associados à conclusão da perfuração desse prospecto estão estimados em cerca de US\$ 70 milhões para 2013.

Passando para o slide 8, agora na Bacia de Santos, o Bloco BS-4 foi nosso segundo *farm-in* e está localizada na “picanha azul”, uma região de alto potencial por causa do pré-sal, como demonstrado pelas descobertas próximas de Libra, Franco, Pão de Açúcar e a recente descoberta anunciada pela Petrobras, denominada Dolomita Sul, a oeste do nosso bloco. O BS-4 engloba os campos do pós-sal de Atlanta e Oliva, e tem volumes de óleo *inplace* estimados em 2,1 bilhões de barris.

Em fevereiro de 2012, fomos aprovados pela ANP para ser o operador desse bloco. Os planos de desenvolvimento para os campos de Atlanta e Oliva foram apresentados à agência em dezembro de 2011 e esperamos receber a aprovação para esses planos nos próximos meses. Estamos no processo de aquisição de dados sísmicos que irão fornecer melhor imageamento dos reservatórios do pós-sal e do pré-sal desta área. Esses dados físicos podem também auxiliar na identificação de novos prospectos potenciais no pós-sal deste bloco.

A primeira fase do plano de desenvolvimento revisado para o Campo de Atlanta envolve a perfuração de um poço horizontal em 2013, seguido por um teste de longa duração neste poço, com o primeiro óleo projetado para 2014. Foi identificado um prospecto do pré-sal do bloco denominado Piapara, que deverá ser perfurado também em 2014.

Continuamos muito entusiasmados com o bloco BS-4, pois trará uma contribuição para os resultados financeiros da Companhia, uma diversificação das nossas fontes de receita a médio prazo, proporcionando um fluxo de caixa para financiar os nossos compromissos futuros de investimento.

Vou passar agora a palavra para a nossa Diretora Financeira Paula Costa para continuar com esta apresentação.

Sra. Paula Costa: Obrigada José Augusto. Passamos para o slide nove, com os resultados dos principais destaques financeiros do primeiro trimestre de 2012. O Campo de Manati é responsável por praticamente 100% das nossas receitas. E como vocês podem ver no slide 10, nosso desempenho no primeiro trimestre de 2012 foi afetado positivamente pelo retorno à plena capacidade do Campo de Manati. A produção média de gás do campo foi de 5,2 MM m³/dia no trimestre, um aumento de 28% quando comparado ao primeiro trimestre de 2011.

O crescimento da nossa receita líquida reflete esse aumento na produção. A receita atingiu R\$ 96 milhões no primeiro trimestre de 2012, um aumento de 35% sobre o primeiro trimestre de 2011. O aumento da receita também foi reflexo do reajuste anual de preços que ocorrem sempre em janeiro.

Passando para o slide 11, e como o José Augusto mencionou, o EBITDAX da Companhia atingiu R\$ 64 milhões no primeiro trimestre 2012. Nossa margem EBITDAX foi de 67%, acima dos 39% do primeiro trimestre do ano passado. Para o primeiro trimestre de 2012, o lucro líquido foi de R\$ 69 milhões, um aumento de cinco vezes em relação aos R\$ 13 milhões obtidos no primeiro trimestre de 2011.

O aumento do EBITDAX ano a ano e o do lucro líquido refletiu principalmente a melhora nos volumes de produção do Campo de Manati, os menores custos de exploração e a maior receita financeira, sempre considerando dados em bases recorrentes.

Aqui no slide 12, está uma comparação das despesas operacionais do primeiro trimestre de 2012 e de 2011. O aumento de produção do Campo de Manati contribuiu para um aumento de 42% na comparação anual dos custos operacionais, já que grande parte desses custos são variáveis. Esses custos passaram de R\$ 39 milhões, em comparação aos R\$ 27 milhões no primeiro trimestre do ano passado. As despesas gerais e administrativas foram de aproximadamente R\$ 11 milhões no primeiro trimestre de 2012, R\$ 19 milhões abaixo do registrado no mesmo período do ano passado, o que incluía R\$ 23 milhões relacionados à gratificação paga pela conclusão bem sucedida do nosso IPO. Excluindo essa despesa não recorrente, o aumento foi de R\$ 4 milhões na comparação anual.

Os custos de exploração totais no primeiro trimestre de 2012 foram de R\$ 3 milhões, um declínio de R\$ 12 milhões em comparação com o primeiro trimestre de 2011. Estes custos estão relacionados à aquisição, processamento e análise de dados sísmicos, estudos de licenciamento ambiental e baixa de custos associados a poços não comerciais e reservas não operacionais.

Passando para o slide 13, vocês verão que a nossa posição de caixa líquida no final do primeiro trimestre foi de R\$ 892 milhões, após todos os pagamentos relativos aos acordos de *farm-in*, concluídos em 2011.

Agora eu gostaria de passar a palavra de volta ao José Augusto, para os comentários finais.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Muito obrigado, Paula. Como muitos de vocês já sabem, esta será a minha última teleconferência como presidente da QGEP. A partir de 1º de junho, Lincoln Guardado, nosso Diretor de Exploração, vai assumir a função de presidente da Companhia. Vocês podem imaginar como foi difícil a minha decisão, já que estou trabalhando há mais de 16 anos nessa Companhia.

Foi um privilégio ter liderado as atividades de exploração e produção da QGEP, nesses últimos 16 anos. O importante é que eu ainda vou continuar a colaborar com a Companhia, como membro do conselho de administração, não tenham dúvidas disso. Tenho a satisfação de saber que deixo o cargo de CEO com tudo preparado para que 2012 seja um bom ano, de grandes progressos para a QGEP.

Estamos de volta à plena capacidade no Campo de Manati, até agora temos uma visibilidade significativa, juntamente com o fluxo de caixa sólido proveniente desse campo. Nosso portfólio de ativos é mais robusto e diversificado do que era há um ano atrás e temos dois poços exploratórios ativos em andamento e os resultados serão anunciados no curto prazo.

No Bloco BS-4, onde nós somos o Operador, temos trabalhado para garantir uma equipe técnica altamente qualificada e estamos preparados para aproveitar ao máximo a oportunidade que os campos de Atlanta e Oliva oferecem, para contribuir de uma forma significativa, como uma nova fonte de receita da Companhia. Além disso, a nossa forte posição de caixa de R\$ 979 milhões no final do trimestre nos dá as condições para aproveitar as oportunidades disponíveis no mercado, incluindo a próxima rodada de licitação da ANP. Continuamos confiantes que 2012 será um ano de perspectivas promissoras para a QGEP, e manteremos os senhores atualizados no desenvolvimento da Companhia.

Meus amigos foi uma honra e um privilégio conviver com vocês nesses novos tempos de Companhia aberta e só me resta agradecer o apoio e a compreensão de todos vocês que estiveram comigo e com os meus colegas da diretoria e da Companhia. Posso garantir que essa Companhia continuará sendo uma Companhia de sucesso. Muito Obrigado.

Operador, com isso eu gostaria de agora de abrir o *call*. Operador, por favor.

Sessão de Perguntas e Respostas

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

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Luis Carvalho, BTG Pactual.

Sr. Luis Carvalho: Bom dia Lincoln, bom dia Paula, bom dia José. Tenho duas perguntas aqui. Uma primeira, em relação a Carcará, verifiquei no site da ANP aqui, que na verdade vocês fizeram o primeiro *filing* lá, no dia 19 de março e agora, na verdade, anteontem, no dia 8, teve um outro *filing* no mesmo bloco, no mesmo poço. Isso quer dizer alguma coisa diferente, quer dizer, vocês tiveram alguma nova indicação nesse sentido? Essa seria a primeira pergunta.

E a segunda, só confirmando a informação que vocês colocaram, quer dizer, em relação a Santos #4, a gente tem, o término da perfuração até o final do primeiro semestre, ou seja, até o final de junho, e aí vocês teriam mais de duas a três semanas para fazer a perfuração, quer dizer, a gente teria a visibilidade então desse prospecto em torno de final de julho, início de agosto. É isso? Obrigado.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Ok. Vou passar aqui a palavra para o Lincoln responder a essas duas perguntas que mais afetam a área dele.

Sr. Lincoln Guardado: Obrigado, José Augusto. Muito bem, no que concerne a Carcará, foi feito de fato o primeiro *filling* com relação à descoberta, obviamente a perfuração continuou, é um procedimento normal na operação, que são as trocas desses equipamentos no local, para seguir adiante e voltou ontem, ou antes de ontem, mas na verdade foi comunicado, creio que ontem, voltou o mesmo tipo de evidência da presença de óleo na continuação da perfuração desse poço.

E isso faz com que a Petrobras seja obrigada a comunicar o intervalo onde ela obteve esse indício. A Petrobras está perfurando com LWD e tem também indício ou obteve indício em calha. Então mesmo que seja a mesma sessão anterior, é a mesma sessão, é a continuidade da sessão anterior, ela foi obrigada então, nesse avanço que foi feito na perfuração, a confirmar novamente a presença de óleo nessa sessão. Foi isso que aconteceu com Carcará, e obviamente, isso tem nos dado um grande otimismo com relação a esse poço, até o momento. Bom, isso é com relação a Carcará.

Com relação ao Santos #4, é exatamente isso. Nós prevemos chegar à profundidade final no terceiro trimestre agora, desse ano, e por ser um poço de pré-sal, por ser um poço profundo, por ser um poço com alta pressão, que requereu muita iniciativa com relação à segurança, e por ser uma área muito nova de pré-sal também, nós estamos na parte mais sul da área, a gente estima que vai ser uma perfuração um pouco mais longa, onde a gente vai tentar coletar todos os dados possíveis desse poço, independente de qualquer resultado, então a gente espera que tenha perfuração longa e uma análise também do que nós obtivemos. Portanto, agosto ou o terceiro trimestre do ano, seria o mais provável para que a gente obtenha então a definição com relação a esses resultados. Muito bem?

Sr. Luis Carvalho: Ok, Lincoln, obrigado. Só confirmando então, quer dizer, em relação a Carcará, foi a mesma sessão encontrada anteriormente, recentemente foi uma reconfirmação em função de vocês terem tido trocado...

Sr. Lincoln Guardado: Foi outra profundidade, mas é o mesmo objetivo.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Foi a continuidade da perfuração.

Sr. Luis Carvalho: Ok. Ficou claro. Obrigado

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

Sr. Auro Rozenbaum: Olá, aqui quem fala é Auro, bom dia a todos. Tenho também duas perguntas. A primeira delas é com relação à viabilidade econômica de Jequitibá, eu não entendi se o comentário de vocês no *release* refere-se exclusivamente a um poço de extensão ou se, se refere a um reservatório, como um todo. E a segunda questão, eu queria só que vocês, se já falaram, por favor, voltassem a falar, de qual que deve ser a evolução de Manati, agora para esse trimestre.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: É o Campo de Manati, vamos começar aqui com Manati, inicialmente, na realidade você está perguntando a previsão para o segundo trimestre.

Sr. Auro Rozenbaum: Exatamente. O desenrolar, o retorno de produção.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Tá. A previsão para o segundo semestre, ela deve ser superior a 6 MM m³/dia. Por que foi assim no mês de abril, e no mês de maio ela continua acima de 6 MM m³, então a nossa expectativa é que ela mantenha esse nível de produção no segundo trimestre, ok?

Sr. Auro Rozenbaum: Perfeito.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: E quanto a Jequitibá, na realidade vou passar aqui a palavra para o Lincoln. Lincoln, por favor

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: O que aconteceu em Jequitibá, nós estávamos, como foi amplamente anunciado a vocês, nós fizemos uma revisão. Jequitibá tem um certo volume de gás, que não permite uma exploração *standalone*, então, foi feito uma revisão, um reprocessamento, uma revisão da interpretação, que pudesse agregar mais valor a essa descoberta. E nesta revisão, obviamente nós não identificamos um crescimento no volume que justificasse a perfuração de um segundo poço. Essa descoberta está já com um plano de avaliação da descoberta e a contingência para manter o plano era perfurar um poço de extensão.

Como nós não vimos evento econômico suficiente para a perfuração deste poço, e prevendo obviamente um eventual aproveitamento no futuro, nós fizemos então um pedido à agência, o operador fez um pedido à agência, para que a gente fique com essa área um pouco mais de tempo, sem perfurar o poço previsto no plano de avaliação da descoberta e aguardando a continuidade das operações na área.

Inclusive operações da nossa Companhia, como Copaíba que nós vamos furar no início do ano que vem, e outras perfurações que poderão haver da Petrobras e

outros operadores, e o BM-J-2, em havendo uma descoberta,então, a gente poderia, aí sim, ter um *tieback* que poderia através de um link, através de uma extensão, fazer então o aproveitamento econômico dessa área. Então foi um pleito feito à agência, obviamente uma garantia para que a gente não faça um poço que não tenha o sentido econômico em Jequitibá.

Sr. Auro Rozenbaum: Perfeito, então Jequitibá de uma forma geral, a ideia é deixar ele *onhold* esperando que algum outro prospecto ou alguma outra descoberta acabe dando a ele condições econômicas de exploração?

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Isso exatamente, esse foi o pleito feito a ANP.

Sr. Auro Rozenbaum: Perfeito, tá ótimo, claro, obrigado.

Sr, Lincoln Rumenos Guardado: Disponha.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Emerson Leite, Credit Suisse.

Sr. Emerson Leite: Oi bom dia a todos, bom dia José Augusto. Em primeiro lugar, lhe desejo felicidades aí na sua nova etapa de carreira e de vida e obrigado pela paciência aí ao longo destes trimestres. Eu tenho quatro perguntas, na verdade são as seguintes: a primeira,vocês mencionaram o prospecto de Piapara, eu gostaria de saber se vocês poderiam nos dar uma estimativa do volume riscado desse prospecto, para que agente possa mapear aí o potencial daqui para frente.

A segunda pergunta,relacionado ao plano de desenvolvimento do BS-4, quer dizer, uma vez que vocês apresentaram um plano para a ANP, imagino que este plano contenha aqui um volume estimado recuperável. Vocês têm falado muito do volume *inplace*, mas seria, digamos, mais útil para nós, se vocês pudessem nos passar o quê que vocês estão estimando de volume recuperável e se possível, uma ideia de CAPEX-OPEX que está contemplado no plano do desenvolvimento apresentado para a ANP.

A terceira pergunta, voltando a questão do Santos #4 e do Santos #2, eu confesso que ainda não entendi, e aí Lincoln, perdoe pela ignorância geológica mas, a questão da independência dos prospectos no poço do BM-S-12, quando vocês dizem que os reservatórios previstos no Santos #2, não ocorreram, isso obviamente trás à tona a questão poxa, se é sísmica, se é modelagem, isso sugeria que ali teria um reservatório e ele não aconteceu,isso não coloca em questão toda a avaliação sísmica e modelagem para os outros prospectos também? E aí o fato de queo #1 e o #3 também acabarão sendo relativamente desapontadores, não imediatamente remete a um aumento de risco para o Santos #4?Essa questão ainda não ficou clara para mim.

E finalmente, se vocês pudessem comentar um pouco, vocês fizeram um investimento grande, uma aposta de se posicionaram no pré-sal, de águas profundas, etc., e a gente acaba de ter a notícia que a Exxon devolveu o bloco BM-S-22, que também num certo momento da euforia do pré-sal, foi considerado um bloco *premium*, etc. Como é que vocês estão vendo aí essa devolução do bloco, um bloco inclusive que tem a própria Petrobras como sócio e que também, pelo visto, concordou com a devolução, relativamente próximo ao bloco de vocês. Muito Obrigado.

Sr. José Augusto Fernandes Filhos: Ok, Emerson, em primeiro lugar, muito obrigado aí pelos seus votos, digamos, de felicidade para mim, na verdade é uma nova etapa de vida e quanto à paciência, até que ela não precisou ser muito grande para lidar com vocês. Vocês têm sido até bastante, têm sido para nós aí, uma experiência nova de vida, mas muito gratificante.

Eu vou aqui passar a palavra ao Lincoln, para que ele responda aos seus questionamentos.

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Emerson, prazer em falar contigo. Bom, vendo aqui as várias perguntas que você fez, vou tentar ser um pouco breve para que a gente dê a oportunidade as outras pessoas que façam também.

Com relação à Piapara, nós não estamos ainda divulgando volumes porque a gente tem um acordo de confiabilidade com os demais parceiros, inclusive Petrobras, na área. Nós estamos fazendo estudos juntamente com a Petrobras, para que a gente convirja para uma mesma visão a respeito dessa área que ainda não foi, nós não temos. É claro que nós temos um volume em mente, mas ainda não foi possível fazer essa divulgação.

De qualquer maneira, a gente pretende, no segundo semestre desse ano, fazer uma certificação de reservas e de recursos. E nesta ocasião, sem dúvida, a gente deverá fazer um *disclosure* porque é algo que vai ser oficial e a Petrobras entende que nós temos que demonstrar um volume, seja aquele que é feito no consórcio, ou seja, aquele que é feito por nós.

E nós ainda estamos também realizando uma nova sísmica nessa área completamente nova, são mil quilômetros quase quadrados de sísmica, que ela visa o pós-sal, mas ela vai nos ajudar também a definir de uma maneira um pouco mais forte, os volumes e os riscos que nós temos para esse prospecto que a gente continua achando que é baixo.

Então eu pediria um pouco mais de paciência para você, em função desses acordos de confidencialidade que a gente ainda não consegue divulgar. Mas como você sabe, projetos de pré-sal dentro da “picanha” e nessas batimetrias, 1.500 metros, água profunda, poços profundos, precisam ter uma certa robustez, senão

eles não teriam muito sentido. Só isso que eu posso falar até o momento para você.

Com relação ao plano de desenvolvimento do BS-4, obviamente a pessoa mais indicada para falar, mas está meio abatida hoje, por causa de uma gripe, seria o Danilo. Mas eu posso dizer para você que não há um volume recuperável ainda definido. O que o plano prevê são ranges potenciais de fatores de recuperação que só vai ser decidido após a perfuração do poço que nós vamos fazer horizontal, que vai fazer o teste de longa duração.

Nesse momento, aí sim a Queiroz Galvão vai ter, e a associação, vai ter elementos para definir o fator de recuperação. Obviamente olhando padrões mundiais para óleos desta natureza, a gente tem visto que esses fatores variam entre 14 a 25%. O maior exemplo é o do Mar do Norte, que tem campos de mesma característica e os próprios campos da Bacia de Campos, Papa-Terrae outros, Siri, que têm fatores de recuperação nesse *range*. O *range* que a gente hoje dispõe é esse, e o número final vai ser obtido após a perfuração desse poço e o teste, ok? Mas você tem o *range* que você pode trabalhar, se for o caso, usando dados históricos de mercado.

Com relação ao Santos #4 e Santos #2, nós sempre defendemos que houve uma independência nessa área. Na verdade, esse poço, ele tinha um compromisso de tentar acessar esses dois principais reservatórios. O poço, ele foi locado em função do Santos #4, que era uma estrutura muito grande, muito visível. E o Santos #2 entrou também a reboque, mas foi uma aposta que nós fizemos, é um poço bastante otimista, a 7 km do poço descobridor. A independência deles se dá porque eles são completamente independentes.

Um é pré-sal, outro é pós-sal, um reservatório é carbonato, outro é reservatório arenoso, eles não têm nenhum tipo de dependência do resultado em relação a eles. A única coisa que poderia uni-los, em relação a uma dependência, seria geração e migração, que a gente sabe que essa área é plena de geração e migração.

E eu posso dizer a você, que os riscos associados e que a Gaffney expôs no seu relatório, esse sim, o risco sempre foi o reservatório porque é o dado que a gente menos detém conhecimento nessas áreas. Para o Santos #4 ele é um poço bem pioneirão na área, não é isso? E para o Santos #2, foi o primeiro poço que deu uma descoberta nessa situação. E o Santos #2, a gente continua ainda em avaliação a respeito desse resultado.

Ele não encontrou reservatório, mas nós estamos olhando o potencial remanescente para o Santos #2, revendo novamente a sísmica que é o dado que a gente tem, ele é limitado mas é o melhor dado que a gente tem para poder

estudar a distribuição de um reservatório. Mas nós insistimos que eles não têm relação entre eles e o principal risco é e sempre foi a ocorrência de reservatório e assim está no próprio relatório da Gaffney.

Com relação a risco de pré-sal, Emerson, o que está ocorrendo aí é na verdade uma fase. As coisas mais evidentes do pré-sal, sobretudo no *cluster*, elas foram testadas pela Petrobras. Nós nunca trabalhamos com 100%. E a estatística de descoberta varia com o tempo, né, Emerson? No início você fura sempre os projetos de menor risco e de maior volume. Isso é um *default* da indústria. Depois, adquirindo conhecimento e tendo um pouquinho mais de maturação a respeito do conhecimento do sistema petrolífero, você começa a arriscar mais.

É uma coisa normal na indústria, você começar a fazer e ir arriscando um pouco mais à medida que você ganha conhecimento. O que aconteceu com a Exxon, aparentemente foi algo dessa natureza. A Petrobras entrou sim, mas a Petrobras entrou depois, com os 20% dela. E isso é só para comprovar a regra de que realmente não é 100% o risco do pré-sal. O pré-sal tem risco, sem dúvida nenhuma, esse poço, esse bloco que a Exxon devolveu, aparentemente era um bloco que tinha, era um mal que se chama "careca", com pouca ocorrência de reservatórios.

Sem dúvida, demonstra que ele ainda tem risco, mas que esse risco é ainda muito menor do que os projetos normalmente perfurados na Bacia de Santos. Ainda continua, mas não é o risco que a gente adota. Nós nunca adotamos nenhum índice histórico na Bacia de Santos, que é 75%, a Companhia costuma adotar. Nós somos um pouco mais conservadores com relação à função de risco para pré-sal. Tá certo? É isso que eu posso dizer a você, e isso que eu conheço das motivações que podem ter ocorrido com a relação à devolução do bloco pela Exxon.

Sr. Emerson Leite: Tá certo Lincoln. Muito obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Fernando Vale, Citi.

Sr. Fernando Vale: Bom dia a todos. Primeiramente querida desejar sorte ao José Augusto e ao Lincoln, nos próximos passos. Na verdade, um *follow-up* na pergunta do Luis sobre a nova descoberta no BM-S-8, eu queria entender se essa descoberta trás algum tipo de animação para a Petrobras de talvez garantir um novo poço no BM-S-8. Eu queria entender também, vocês falaram sobre a possível unitização de Abaré Oeste; queria entender se vocês planejam perfurar um poço na estrutura no lado do BM-S-8 e como a gente vai enxergar essa unitização. Bom, a principio essa é a primeira pergunta.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Fernando, muito obrigado aí pelas suas palavras gentis. Vamos passar aqui a palavra para o Lincoln para que responda às suas perguntas.

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Com relação à BM-S-8, você tem toda a razão. Nós estamos só aguardando a finalização desse poço que ainda leva um pouquinho mais. Obviamente torcendo para que os bons resultados obtidos até o momento se permaneçam, em função desta perfuração, a estratégia do bloco pode mudar. Nós temos outros prospectos identificados na área e, obviamente, a partir do resultado do Carcará, a associação, comandada ali pela Petrobrás, que é o operador, vai redefinir essa estratégia. Então o poço Carcará é fundamental para essa estratégia, futuro de perfuração desse bloco, sem dúvida nenhuma, e nós contamos com ele para que ele venha nos ajudar a definir de uma maneira mais eficaz.

Com relação à Abaré Oeste, a Petrobras tem de fazer muitas gestões com os parceiros do bloco BM-S-9, eles têm algumas coisas para serem definidas com relação ao aproveitamento econômico dessa área, como ela tem uma extensão para dentro do BM-S-8, uma vez que a associação do BM-S-9 se pronuncie perante a agência nos seus planos, aí sim, nós vamos ser convidados para nos juntar e discutir esse tipo de decisão em conjunto e aí, pode até acontecer de ter que furar um poço do nosso lado como uma forma de comprovar essa extensão.

Ainda não há nada da nossa parte pelo menos, porque essa é uma discussão que está sendo ainda levada e eu não tenho, a nossa Companhia não tem o conhecimento do teor das discussões. A gente já sabe que a Petrobrás sim, está discutindo com os parceiros, com os planos de ação para Abaré Oeste, aí nós vamos ser convocados a discutir. Pode sim, ter um poço ou não. Vai depender de quanto que o poço agregaria para discussão dos volumes dessa área.

Sr. Fernando Vale: Perfeitamente. Obrigado Lincoln.

Lincoln Rumenos Guardado: Disponha.

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

Sr. Auro Rozenbaum: Oi eu gostaria de retornar nessa questão de independência Santos #4, Santos #2, ou até, Lincoln, para frasear o Emerson aí, já pedindo desculpas pela ignorância geológica. Eu queria que você falasse um

pouco mais dessa questão de reservatório, do risco, e me confirmasse, pelo que eu então estou entendendo, o óleo seria o mesmo, seria o mesmo DNA, mesma geração que parte estaria selada ao pré-sal e parte teria vazado para os prospectos que estão acima. É isso?

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: De fato Auro, nós consideramos desta forma. Nós consideramos que o grande gerador dessa área, mas não o único gerador é o pré-sal. São as áreas do pré-sal. Esse gerador do pré-sal, é o responsável pelos 30 bilhões de reserva que a gente tem na área do *cluster*, da Bacia de Santos; ele é o grande responsável. E ele obviamente é o principal gerador dessa área, então, nós consideramos que o óleo do Santos # 4 e do Santos #2, em princípio, deverá ser o mesmo.

Agora, essa área, como ela tem uma profundidade razoável para o Albiano, por exemplo, para acessar um pouco mais carbonatos que o Albiano, essa sessão já está na janela de geração. Mas ela não tem uma distribuição muito grande, em termos areais, tá certo, que permita ter a pujança que tem a pré-sal. Então, a gente tem dois potenciais geradores aí, um com certeza, que é o pré-sal que é responsável por todas essas descobertas aí na área, com certeza, e existe um que está em andamento, mas que tem um grau de definição ainda pouco, não é tão grande, que é o pós-sal, o Albiano que está também na janela de geração de óleo. Mas nós contamos sempre com o pré-sal, porque fica muito mais simples de explicar uma geração e um preenchimento via a geração do pré-sal.

O que eu citei de reservatório foi sempre para deixar no radar de vocês que os riscos inerentes, os riscos que foram colocados, 39% e 40% para esses dois prospectos, eles estão ligados à ocorrência e qualidade do reservatório. A migração nessa área, a migração é sempre um processo regional, nunca é um processo muito localizado. O que a gente vê é que a migração nessa área foi muito grande, que é responsável por todas essas descobertas no *cluster*. Então, o grande gerador é o pré-sal. E a migração houve como nós estamos vendo em várias descobertas, seja do pré-sal, seja do pós-sal, na área mais rasa. Na mais rasa também tem óleo do pós-sal e tem também um gerador secundário que é o Albiano, que é o pós-sal.

Ele tem o gerador secundário, ele não tem a mesma... é mais localizado, ele tem poços de geração, eles não têm essa distribuição tão grande e nem têm a mesma capacidade geradora que têm o pré-sal, então, nós sempre admitimos que o pré-sal é um gerador e que secundariamente poderia ser a sessão pós-sal do Albiano. Está bem encostada na base do sal, ok?

Sr. Auro Rozenbaum: Então, o *play* geológico aí, ou a chance no #2 e no #4, elas seriam diferentes, ou seja, o #4 ele poderia ser um reservatório que acumulasse

óleo que poderia, ou vir do #2 ou vir, desculpa... o #2 poderia acumular óleo vindo do #4 ou vindo de outras fontes e o #4, é um caso fechado em si mesmo?

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Com certeza, o Santos #4 o reservatório dele está embebido no gerador. O gerador está do lado dele, e logo em baixo. O Santos #2 requerem pouco mais de migração. Um tem uma migração lateral e o outro vai requerer uma migração vertical, se for a geração do rift, da sessão do Santos #4. Então, suponha que o risco é um pouquinho diferente, é 40 em um, 39 no outro por que a Gaffney penalizou um pouco mais o Santos #2 porque ele tinha que ter uma migração vertical, ao passo que o outro bastava uma migração lateral, horizontal para preencher o reservatório.

Sr. Auro Rozenbaum: Então uma última questão. É que eu não quero me alongar mais, seguindo essa sua lógica então eu posso concluir que o Santos #2 tem ligação com o Santos #4, porém o Santos #4 é independente por definição do Santos #2?

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Depende do que você chama de ligação...

Sr. Auro Rozenbaum: Ligação no sentido de que ele gera, e se o Santos #4 não existe, diminui...

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Não, não, Santos #2, não gera, o que gera...

Sr. Auro Rozenbaum: É o #4.

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: É a sessão no qual o reservatório do Santos #4 está, é isso?

Sr. Auro Rozenbaum: ...se o #4 gera, se ele não existir; se chegar lá e ele for vazio, ele reduz muito a chance do #2...

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Não. Um eu estou falando de rocha geradora, o outro eu estou falando de reservatório. São dois contextos distintos. O Santos #4 é um reservatório e o gerador é uma sessão. É toda a sessão do pré-sal, eles são distintos, são entidades distintas. Um é o reservatório que coleta o óleo e o outro, é a área que gera, é a rocha que gera o óleo. Eu posso não ter reservatório no Santos #4 e o gerador continua lá do mesmo jeito.

Sr. Auro Rozenbaum: Tá ótimo, tá claro. Perfeito. Obrigado Lincoln.

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

Sra. Luana Helsinger: Oi, bom dia a todos, obrigada pela atenção. A minha pergunta é a respeito do Bloco BM-CAL-5. Gostaria de saber se a postergação do poço adicional, se é perfurado em Copaíba, que estava previsto para a segunda metade de 2012, e agora a nova previsão é para o primeiro semestre de 2013, ela tem alguma relação com a reinterpretação sísmica de Jequitibá ou é algum outro motivo, e qual seria esse motivo? Obrigada.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Na realidade a postergação de Copaíba está muito mais relacionada a problema de equipamento de perfuração do que realmente a qualquer problema de relação de interpretação com o Jequitibá. Inclusive são duas acumulações distintas, são dois planos de avaliação distintos e com reservatórios distintos, *timings* diferentes, então tem uma série de coisas. Na verdade a postergação é mais um problema de alocação de equipamento. Mas não tem nenhuma relação. Na verdade ele deve estar começando ao final deste ano, início do outro.

Sra. Luana Helsinger: Tá perfeito então. Obrigada.

Sr. José Augusto Fernandes Filho:Nada.

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

Sr. Luis Pinho: Bom dia, duas perguntas. A primeira mais sobre os resultados, eu imagino que vocês gastem durante o ano algo como US\$ 10 milhões em despesa com sísmica, e vocês próprios disseram que R\$ 23 milhões com manutenção. Eu só queria ver se vocês poderiam dar um pouco mais de detalhes sobre o *timing* dessas duas linhas de despesa ao longo dos próximos trimestres. A minha segunda pergunta é sobre... se vocês tivessem que montar um *ranking* assim do que seria mais atrativo em termos das quatro áreas que vocês discutiram hoje, como é que seria esse *ranking* hoje?Obrigado.

Sra. Paula Costa: Oi Luis, é Paula. Bom, respondendo a sua primeira pergunta sobre a questão dos resultados, sísmica na verdade, ela acontece bem distribuída ao longo do ano, porque ela está ligada a novas oportunidades que possam vir a surgir ou a novas áreas que a gente queira estudar. Então isso vai acontecer ao longo do ano, não tem muita uma concentração. A parte de manutenção, a gente espera que grande parte dos custos venha para o segundo semestre, então talvez terceiro ou quarto trimestre desse ano. Uma concentração mais para o final do ano, mais para o quarto trimestre. É uma concentração menor agora no início do ano.

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Bom Luis, quanto ao problema de ranqueamento, isso é uma coisa que a gente realmente trabalha com os projetos, levando em consideração o seu potencial de resultado, quer dizer, real e seus riscos. Então para nós, cada projeto tem o seu valor intrínseco, digamos assim, e independente. Eu posso dizer que os projetos que tem o maior volume, expectativa de maior volume como risco mais baixo, obviamente esses são os nossos prospectos mais interessantes.

Sr. Luis Pinho: Tá ok. Obrigado.

Operadora: Com licença, lembrando que para fazer perguntas, basta digitar asterisco um (*1)

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

Sr. José Augusto Fernandes Filho: Ok. Muito obrigado. Meus caros amigos, eu queria mais uma vez agradecer a oportunidade que tive durante esse ano, ou pouco mais de ano, ano e meio de convivência com vocês, desde que essa Companhia se tornou uma Companhia aberta, desde o tempo que fizemos o IPO, isso posso dizer para vocês foi uma experiência muito importante para mim pessoalmente e vocês não precisam mais me aturar nos próximos *calls*, vão ter que aturar apenas o Lincoln, Danilo, Paula e outras pessoas da Companhia.

Mas eu estarei aí perto de vocês olhando porque essa Companhia é uma Companhia que é muito importante e obviamente que nós temos uma expectativa muito grande de crescimento dela no curto, médio prazo. Muito obrigado a todos, foi um grande prazer e um privilégio conviver com vocês.

Operadora: A audioconferência da QGEP está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham um bom dia.