

**Operadora:**

Boa tarde, e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da QGEP para discussão da atualização do portfólio de ativos. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, Diretor Geral e de Exploração; Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção; e Sra. Paula Costa, Diretora Financeira e de Relações com Investidores.

Informamos que este 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, queira, por favor, solicitar a ajuda de um operador, digitando \*0.

O replay deste 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 esta 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 Sr. Lincoln Guardado, que dará início à conferência. Por favor, Sr. Lincoln Guardado, pode prosseguir.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Boa tarde a todos, e obrigado pela participação nesta conferência. Esta teleconferência foi organizada para dar oportunidade aos nossos analistas e investidores de conversar conosco um pouco mais sobre o comunicado emitido esta manhã, anunciando uma versão atualizada de nossa carteira de ativos.

Como vocês sabem, foram divulgadas boas notícias com relação aos resultados preliminares do poço Carcará, e notícias não tão boas sobre o prospecto Santos #4. É muito cedo para fornecermos mais informações consistentes sobre o poço Carcará, mas esses resultados iniciais certamente são bem encorajadores.

A intenção dessa teleconferência é dar acesso a vocês e à nossa equipe para que possamos esclarecer, na medida do possível, qualquer dúvida que possam ter.

Reconhecemos que as notícias sobre o prospecto Santos #4 vieram em um momento de grande volatilidade no mercado como um todo. Desta forma, é possível entender a baixa considerável sofrida pelas nossas ações, que estão sendo negociadas com desconto em relação ao valor justo do nosso Campo de Manati e do nosso caixa, sem considerar o valor atribuído a Atlanta, Oliva, Carcará e o restante de nosso portfólio.

Assim, queremos agir de forma responsável e fornecer a vocês oportunidades de disporem suas dúvidas, e faremos o possível para esclarecê-las dentro de nossas limitações.

Operador, agora gostaríamos de abrir a teleconferência para as perguntas.

**Auro Rozenbaum, Bradesco:**

Boa tarde. Minha primeira pergunta é com foco em Carcará: em quanto tempo vocês imaginam que o operador vá conseguir entregar informações – ou se vocês já têm – com relação *ao net pay* dessa coluna? E quais são os próximos passos na exploratória e desenvolvimento dessa oportunidade?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Auro, como sempre, estamos tratando de um poço de pré-sal, são poços profundos; esse é um poço que tem uma espessura de sal bastante grande. Então, o operador, que é a Petrobras, ainda que tenha uma experiência muito grande nessas perfurações, leva as coisas bem controladas, sobretudo em um poço como este, que tem demonstrado a consistência da ocorrência de óleo, como foi mostrado; essa é a terceira notificação que a Petrobras faz. Então, isso requer sempre cuidados.

A Petrobras está continuando com isso. Nós devemos furar talvez em torno de 700 a 800 metros mais, esse é o planejamento, se as condições de operações sempre estiverem favoráveis e de acordo com o previsto.

E para perfurar mais essa espessura e depois fazer a perfilagem final, no caso de poços com hidrocarbonetos, sempre é uma perfilagem muito mais longa; é a oportunidade para você fazer uma série de amostragens, e a Petrobras tem feito isso de maneira muito consistente.

Então, nós estamos esperando, dentro de uma ótica bastante otimista de comportamento operacional, e com tudo aquilo que imaginamos que deverá ser feito nesse poço, que no terceiro trimestre de 2012 nós já estaremos tendo essas respostas.

Eu não posso dizer se a Petrobras dará um *net pay*. O *net pay* implica em ter todos os perfis na mão, todas as amostragens eventuais de rocha, como *sidewall coring*, e aí avaliar o que teria de *net pay* potencial, saturações etc. Eu não posso dizer que será concomitante, mas esperamos já ter uma notícia mais consistente com relação a essa descoberta no final do terceiro trimestre de 2012.

Quanto a próximos passos, tem muitas possibilidades em uma área como essa. Como já havíamos relatado a vocês, o BM-S-8 é uma área muito grande, tem 2.500 km<sup>2</sup>, tem mais prospectos identificados, e existem ainda algumas coisas para serem feitas.

Fatalmente, em relação ao resultado do Carcará, se for um resultado auspicioso, bom, como todos nós estamos torcendo, a decisão dependerá de quão bom for esse resultado. Pode ser que tenha outro poço em Carcará, pode ser que tenha um teste, pode ser que decidamos furar outro prospecto, que de fato hoje está sendo reprocessada a sísmica pela Petrobras.

O desmembramento que ocorrerá dessas operações é fundamentalmente dependente de Carcará. Oportunidades existem. Existem oportunidades lá no Sul, com a própria extensão do Abaré Oeste para o campo, que ainda não temos noção, mas deveremos ter proximamente, a respeito das atividades que o outro consórcio fará, que podem requerer algum tipo de iniciativa da nossa parte; podem haver ainda prospectos de nível puramente exploratório, e pode ter uma extensão do próprio Carcará, ou eventualmente um teste.

Todas essas possibilidades dependerão do resultado de Carcará, que por enquanto é bastante auspicioso, em nossa opinião. E quanto mais auspicioso um resultado desses, mais justifica esperar para tomar a decisão seguinte.

**Auro Rozenbaum:**

OK. Uma segunda questão – eu tenho outras, vou até voltar depois –, ainda relacionada a Carcará, eu queria entrar em um ponto muito técnico, e queria sua ajuda. Dentro da experiência de vocês, considerando os resultados já obtidos em Carcará, qual você diria que é a possibilidade, qual é a chance de Carcará eventualmente não se tornar um poço comercial, depois de todo o resultado que já foi mostrado?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Auro, nós ainda não temos uma avaliação da comercialidade. Você sabe que temos de ir por passos: um é encontrar o óleo; dois é saber qual é a espessura que esse óleo tem, a característica, a potencialidade desse reservatório; e, em seguida, fazemos o cálculo volumétrico, e com ele nós calculamos a análise econômica, ou o EVPE, como todos nós chamamos.

Nós estamos ainda no meio dessa situação. Nós identificamos o óleo com uma coluna razoável, 171 metros; o próprio *report* da Petrobras fala em porosidades excelentes, ou seja, tem algo muito bom que está vindo. Agora, nos resta investigar qual é essa coluna real que teremos nesse reservatório. Se tem água ou não tem água, a quanto nós vamos.

Ou seja, nós não temos ainda condição de afirmar para vocês qual é a possibilidade de ele não ser uma descoberta comercial. Mas eu diria, com muita franqueza e muita convicção, que tudo que nós obtivemos até o momento é melhor que qualquer coisa que obtivemos nesse bloco. O que temos aqui hoje é muito superior a qualquer coisa que foi obtida até então no bloco BM-S-8.

**Auro Rozenbaum:**

Dentro da sua crença, dentro do que você já viu na sua carreira profissional, você chegaria a dizer que é improvável que esse campo termine não sendo comercial?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Eu não posso lhe dizer isso. Auro, os geólogos têm um jargão muito interessante: “é muito bom, é bom, é ruim”. Para traduzir isso para número, que é o que interessa, o computador fica ligado 24 horas só para dizer que a chance é 20%, 30%, 40%. Ele traduz o bom ou o ruim em um número.

Eu não teria o número para lhe dar aqui agora. Eu só digo que os elementos que obtivemos até agora foram únicos para esse bloco, e muito melhores do que qualquer coisa que já tenha acontecido. E cada vez que avançamos mais, as nossas certezas obviamente estão crescendo. Mas não posso dizer que eu tenho total convicção de que isso já é uma descoberta comercial e grande. É a melhor coisa que aconteceu no BM-S-8, com certeza.

**Auro Rozenbaum:**

OK. Obrigado.

**Marcos Siqueira, Deutsche Bank:**

Bom dia. Obrigado pelo *call*. Duas perguntas, também. Sobre o BM-S-12, agora qual será o próximo passo? Vocês perfurarão outro poço, ou a chance de o operador devolver esse bloco é grande? E se vocês pudessem dar uma ideia de quanto teve de despesa de exploração, quanto desse poço pode ser *bookado* no segundo semestre de despesas de exploração?

E sobre Biguá, se vocês podem nos dar um *update*? O que falou-se foi que a Petrobras estava estudando os resultados do teste; existe alguma ideia de vocês voltarem nesse prospecto, ou ainda não?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Marcos, com relação ao BM-S-12, você até resumiu razoavelmente quais poderiam ser os próximos passos. Poço seco também nos dá informação. Em qualquer poço, obtemos informações que você tenta agregar para uma análise do bloco, para uma análise da área e para os potenciais desdobramentos que podem haver.

Fatalmente, estamos avaliando, e o operador, sobretudo, esse resultado do que não ocorreu; se não ocorreu, onde poderia ocorrer, qual foi o problema que aconteceu ali. O poço simplesmente acabou agora, então, nós vamos levar pelo menos uns dois ou três meses avaliando esse resultado e também vendo o que pode acontecer.

Eu lembro a você que o operador continua estudando, e nós também, o reservatório arenoso, que é do pós-sal; qual é a potencial distribuição no bloco desse reservatório, e o que poderíamos fazer. Então, como *outcome* dessas análises, poderia eventualmente haver outro poço. Para tanto, precisaria haver um grau de certeza que pelo menos nos permita, dentro do nosso processo, furar outro poço, e que esse grau de certeza tenha também um sentido econômico.

Se não houver um sentido econômico, mesmo que consigamos fazer um bom mapeamento do Santos 2, ou eventualmente até ver que próximo ao poço que nós furamos poderia estar ocorrendo o reservatório do pré-sal etc., tudo isso terá um sentido econômico. O poço adicional só ocorreria se houvesse esse sentido econômico.

Se chegarmos à conclusão de que o que nós temos em mãos é de altíssimo risco e não compensa uma perfuração, sem dúvida o consórcio devolveria o bloco. E por quê? Aí é bem pela terceira pergunta que você fez: é claro que um poço que nós formos furar para o pós-sal vai custar menos, sem dúvida. Nós já temos um pouco

mais de conhecimento na área, ainda tem a alta pressão; mas se for um poço para pré-sal, terá que ser muito bem pensado.

Você fez a pergunta de quanto é que nós desembolsamos para esse poço: nós desembolsamos US\$70 milhões para furar até essa profundidade, um pouco mais de 6.500 metros no BM-S-12.

No Biguá, nós encontramos reservatório, uma coluna muito boa, duas zonas com hidrocarbonetos, mas o que se verificou na perfilagem é que o reservatório era mais fechado do que esperávamos. Eu faço até um paralelo com o que aconteceu com Carcará, o reservatório é de excelente qualidade.

Às vezes você tem esses dois lados que nós jogamos com a natureza. A nossa ferramenta ainda não é suficiente para fazer uma avaliação quantitativa das porosidades; muitas vezes ela é qualitativa.

Mas, no Biguá nós nos surpreendemos com a baixa porosidade, e a Petrobras estava avaliando a miríade de amostras laterais que eles fizeram. Não esperamos grandes modificações para o Biguá, apesar de terem sido dois anúncios de hidrocarbonetos lá, com óleo de 25° API etc., mas não esperamos grandes modificações.

A Petrobras está revendo esses dados que ela obteve, está remapeando essa área, nós também, e aí vamos avaliar o que está acontecendo. Mas não esperamos uma reviravolta com Biguá.

**Marcos Siqueira:**

OK. E você acha que com o que você teve de notícias até agora, com uma porosidade menor, será que o reservatório tem chances de ser grande o suficiente para justificar, de repente, até um fração alguma outra técnica a ser usada, ou o reservatório é pequeno e talvez não valha a pena?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Neste caso, a sua pergunta tem procedência. Muitas vezes você tem um bom reservatório em um lugar e ruim no outro. Os reservatórios carbonáticos são muito suscetíveis ao que chamamos de diagênese, ou seja, as modificações na textura e na estrutura da rocha ao longo do tempo. Os reservatórios arenosos são menos suscetíveis a isso.

É sempre uma boa preocupação entender essas coisas. Em Biguá está acontecendo isso, neste caso, mas não estamos esperando que possa haver uma mudança substancial. Essas coisas, em termos de geologia e de tempo, não ocorrem de maneira tão drástica.

Mas nada impede que, em outra direção, possamos eventualmente ter uma melhora de algumas dessas circunstâncias do reservatório. Você vê que os poços de extensão que normalmente são feitos, são feitos para esse fim também, para que consigamos avaliar a extensão do reservatório e a sua qualidade. Foi isso o que aconteceu inclusive com Santos #2. Nós fomos investigar essa possibilidade, e ao fazer isso, sabemos que há riscos. Mas é para isso mesmo.

Então, mudanças podem ocorrer, mas elas são sempre mudanças relativas àquilo que você tem. E no caso de Carcará, que nós temos verificado condições termoporosas de muito boa qualidade, nós não esperamos que haja mudanças drásticas em pequenas instâncias.

**Marcos Siqueira:**

Está ótimo, muito obrigado.

**Luiz Pinho, UBS:**

Boa tarde a todos. Eu tenho duas perguntas, a primeira em relação ao Santos #4. Desculpe se você já respondeu, mas eu queria entender um pouco o que deu errado na questão geológica. O reservatório era pior, foi uma questão de trapa? Se você pudesse falar sobre isso, e depois eu faço a segunda pergunta.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

O que aconteceu no Santos #4 foi aquilo que já havia sido publicado no relatório da Gaffney. Nossa grande limitação nesse caso do Santos #4 era a ocorrência do reservatório e qualidade. Isso está lá, e nós sempre fizemos questão de ressaltar esse ponto, que a nossa grande dúvida nessa área era a ocorrência do reservatório e a qualidade, porque não tinha próximo nenhum poço furado. O poço mais próximo, na área do BM-S-12, está a 200 km.

Então, eu tenho uma mesma feição tectônica, portanto não é fechamento; o fechamento da estrutura está lá, é bonito, mas nós não tínhamos como correlacionar o reservatório. A única coisa que tinha era sísmica, e a sísmica, confesso, tem o mesmo tipo de atitude que tinha nas outras descobertas de pré-sal ao longo do sul da Bacia de Campos. É a mesma coisa.

Ela tem a mesma cara, mas necessariamente não é o mesmo tipo de reservatório, e neste caso faltou o reservatório. Ou esse reservatório foi depositado e depois, por movimentos tectônicos, foi erodido, ou ele nem chegou a ser depositado, porque nós tínhamos o que nós costumamos dizer, é um jargão, desculpe, o 'alto careca', ou seja, o alto que era exposto na área do lago, de tal forma que ele não foi depositado. Essas são as duas interpretações que nós tivemos, porque não havia o reservatório como esperávamos e como era preconizado nessa situação.

Mas esse elemento foi o ponto-chave da análise de risco feita pela Gaffney, e nós concordamos. Isso foi exatamente o que nós demonstramos para eles e quais eram os nossos riscos, em nossa opinião. E foi assim que aconteceu.

**Luiz Pinho:**

Então, é razoável imaginar que a probabilidade de você fazer outro furo ali na região seja baixa.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

É muito pequena. Nós vamos olhar; obviamente, agora nós voltamos com esse poço para sísmica, mostramos o que vimos, qual é o *fingerprint* desta sessão que nós obtivemos. Ela ocorre de maneira geral dentro do bloco ou não? Se ela ocorrer dentro

do bloco, com aquela mesma característica, não há como furar outro poço. Se porventura for identificada alguma mudança, poderia ter alguma chance, desde que respeitados os *thresholds* econômicos do pré-sal.

Eu respondi há pouco uma pergunta de outro colega nosso que continuamos estudando o Santos #2, para ver se conseguimos ver algum tipo de discriminante para aquele reservatório, que poderia eventualmente justificar um poço.

Se nós conseguirmos fazer isso, e não é simples, é um reservatório que está há 5.000 metros, que nós só temos a sísmica e aquele poço para tentar ver; se ele justificar e tiver um senso econômico, pode até ser que furemos um segundo poço. Eu digo que hoje a maior chance é que não, mas só esses próximos meses vão nos dizer o que fazer.

**Luiz Pinho:**

OK. Obrigado. E a segunda pergunta é em relação a Carcará, só para entender se eu estou vendo corretamente. Essencialmente, ali você teve três novidades, e me corrija se eu estiver errado: um API que eu acho que veio um pouco maior que o último anúncio, 32° e antes eu acho que era 31°, você fala agora em uma profundidade final de 6.700 metros, e parece que na apresentação do resultado trimestral vocês falaram em 6.900 metros, então eu queria confirmar essa diferença. E o terceiro ponto é que foi a primeira vez que vocês falaram em um tamanho de coluna de óleo, e eu queria entender se é isso mesmo.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

É isso mesmo. O API é esse. A diferença entre 31° e 32° identificados dá pelo fato de que muitas vezes a amostra vem contaminada. Essa amostra foi advinda direto de um teste, e ela é mais razoável, então deu os 32° API. Basicamente, não tem mudança nenhuma. Às vezes você tem um pouco de lama que mistura com o óleo e a tendência é dar uma viscosidade maior. Então, 31° ou 32° é o mesmo óleo, mas esse óleo estava mais limpo, portanto esse valor é mais razoável. Tanto que a Petrobrás publicou assim.

Com relação à profundidade, é isso. Nós estamos vendo. Muitas vezes, essa profundidade final é fruto da atuação da perfuração, das condições de poço, de como está indo essa parte operacional.

Hoje nós estamos pensando nisso, porque nós já temos uma coluna de óleo grande, e muitas vezes os engenheiros começam a calcular quanto é que eu consigo perfurar sem descer um revestimento, sem descer um *liner*, então eles projetam essa profundidade, não quer dizer que seja; pode até ser que seja um pouco menos, pode ser que seja um pouco mais.

Essas são condições iniciais. Os 6.900 metros que nós divulgamos eram a condição inicial prevista do poço com base na sísmica, com base no que estávamos vendo. Agora, felizmente, com esse óleo muito bom, com essa espessura já identificada em 171 metros, obviamente os engenheiros estão olhando as pressões e, portanto, nos sinalizaram essa possibilidade

Mas isso é uma possibilidade, por enquanto. A princípio, nenhuma companhia pára um poço com óleo dentro se houver condição operacional de continuar. Hoje é como

está. Desta forma, não houve nenhum outro tipo de alteração com relação à prospectividade do poço; ao contrário, até aumentou.

**Luiz Pinho:**

Muito obrigado.

**Conrado Vegner, Merrill Lynch:**

Boa tarde. Eu tenho duas perguntas. A primeira, mudando um pouco de área, eu queria ouvir um pouco do BS-4, quais são os planos de vocês, se vocês têm um cronograma, tanto para o desenvolvimento dos reservatórios de óleo pesado como para as perfurações buscando o pré-sal.

E também, falando à luz dos resultados que vocês tiveram hoje, do *update* que vocês passaram, qual é a estimativa de CAPEX de investimento de vocês para este ano e para 2013, para a Empresa como um todo? Obrigado.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Eu vou começar ao contrário, Conrado, porque depois eu vou passar para o Danilo. A nossa previsão de CAPEX para este ano é em torno de US\$70 milhões, devido à postergação da continuidade de perfuração do bloco BM-J-2. As sondas que nós vimos poderiam vir, mas para uma janela que eu nós não gostamos muito, que nos deixaria ainda com alguma *liability* de tempo. Então, nós transferimos o poço para o outro ano, para dar margem para terminarmos o poço e fazermos o que temos que fazer lá.

Então, o poço foi para outro ano e, portanto, o CAPEX deste ano está previsto em US\$70 milhões. E em função disso, por enquanto, o CAPEX de 2013 está em US\$180 milhões.

Eu diria que eu até gostaria que aumentasse caso nós, em função dos projetos que estão *ongoing*, sobre tudo Carcará, tenhamos que fazer mais perfuração na área. Eu adoraria que nós acelerássemos um pouco a nossa exploração, porque qualquer aceleração que façamos nela, sobre tudo em uma descoberta, significa antecipação potencial de óleo.

Movendo para o BS-4, eu vou me ater à exploração. Nós estamos fazendo um levantamento sísmico de aproximadamente 1.000 km<sup>2</sup> na área, envolvendo os dois ring fences do BS-4, até um pouco além dele, já nos preparando não só para exploração dos dois campos, mas também para o pré-sal dessa área e para o que porventura vier nesse futuro próximo nessa região, que está sendo hoje muito quente.

Duas descobertas já foram anunciadas: além do Libra e do Franco, a Petrobras anunciou outra descoberta, que é o Dolomita Sul, e aquela descoberta grande que houve da Repsol na Bacia de Campos, no água profunda da Bacia de Campos, mas que está naquele mesmo *trend* de onde estão os dois blocos.

Então, nós estamos fazendo essa sísmica que vai nos ajudar tanto para o pré-sal, para o projeto Piapara, quanto para os dois campos que já foram descobertos.



Com relação ao *timeline* das operações, custos etc., o Danilo vai falar um pouco com você.

**Danilo Oliveira:**

Boa tarde. Vamos nos concentrar agora no Atlanta. No Atlanta, estamos aguardando a resposta da ANP quanto ao plano de desenvolvimento que foi apresentado em dezembro. Já temos notícias de que ele retornará para nós nos próximos 15 dias, aproximadamente, e com essa resposta da ANP, provavelmente deveremos ir a mercado até o final deste mês, ou mês que vem, para compra dos equipamentos necessários à perfuração e completação do poço de teste de longa duração.

Também serão deslanchadas as contratações; nós precisamos contratar a sonda de perfuração, o FPSO que vai atuar como processador e recebedor desse óleo. O *schedule* está para o segundo semestre de 2013 para perfuração; todas as providências estão sendo tomadas junto ao IBAMA, principalmente para obtenção das licenças, tanto de perfuração quanto do teste; e o primeiro óleo está para o primeiro semestre de 2014.

Essa é a situação. O investimento para este ano é muito pequeno, não tem praticamente nada, já que as compras geralmente são para entrega em 12 ou 14 meses. Então, todo o investimento será para o ano que vem.

**Conrado Vegner:**

Está certo, obrigado Danilo.

**Vicente Falanga, Banco Santander:**

Boa tarde, e obrigado pelo *call*. Duas perguntas. Primeiro, no segundo semestre, além de Carcará, que vocês estão esperando soltar resultado no final do terceiro trimestre, como comentaram, há algum outro evento importante para a Empresa?

A segunda pergunta é um *follow-up* do Marcos na verdade. Eu não escutei: vocês chegaram a mencionar as despesas exploratórias referentes ao BM-S-12 que podem ser *bookadas* nos próximos trimestres? Obrigado.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Para o segundo semestre, Vicente, obviamente estamos aguardando Carcará, o resultado dele e o que advirá desse resultado. Nós estamos ainda bem no início, a Petrobras está divulgando como uma forma de dar transparência para vocês. Nós estamos falando de uma área de pré-sal, é uma área importante. Não seria justo falar que há resultados auspiciosos, então não estamos falando nada ainda a respeito de potencialidade, só estamos dizendo que está sendo muito.

A depender do que acontecer com Carcará, pode até ser que no segundo semestre possa haver um teste, pode haver outro poço; continuando essa perfuração, poderia vir outro poço também no BM-S-8, assim como testar outra estrutura. Tudo vai depender. Por enquanto é só Carcará, mas o final dele pode nos trazer uma continuidade de operações nessa área, com relação a Carcará.

Também no segundo semestre, nós pretendemos fazer uma certificação, assim que terminar o poço, porque não vemos méritos em fazer uma certificação com um poço em andamento, sobretudo um poço demonstrando presença de óleo e com toda essa potencialidade. Então nós vamos aguardar e faremos uma certificação de todos os ativos, onde daremos uma nova cor para vocês com tudo isso que acabamos adquirindo, do BM-S-8, do BS-4, dos dois campos de Oliva, do que tem mais por fazer em pré-sal, inclusive no BS-4 e potencialmente no BM-S-8.

Isso seria uma boa coisa. Eu sei que para vocês todos esses volumes, sejam volumes prospectivos ou não, têm uma importância muito boa nos modelos. Então, isso é um ponto que faremos.

Haveria algo também no segundo semestre que andou dois meses, e ao andar dois meses foi para o ano que vem, que é um poço no Norte, em uma das áreas em que nós fizemos uma descoberta, que foi de Copaíba. Esse poço estava previsto para iniciar no final de novembro ou dezembro, mas a Petrobras teve que refazer algumas coisas da parte de meio ambiente, e passou para o início do ano que vem o início da perfuração. De qualquer maneira, esse poço não terminaria em 2012, ele só iria terminar em 2013.

E outras coisas que estamos vendo: o mercado continua muito ativo aqui no Brasil; felizmente não está havendo novidades a respeito da licitação, mas há certa atividade no mercado e nós estamos obviamente também olhando. Nós estamos vendo essas coisas, estamos acompanhando e vendo aquilo que eventualmente poderia vir a nos interessar, e não será diferente durante o segundo semestre.

**Vicente Falanga:**

OK. Obrigado. E em relação à despesa do BM-S-12?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Foi US\$70 milhões a despesa referente à nossa parte.

**Vicente Falanga:**

Obrigado. E vocês já esperam 'bookar' no próximo trimestre ou não sabem ainda?

**Paula Costa:**

É possível. É um resultado que nós acabamos de ter, mas é possível que tenhamos algum impacto no resultado do trimestre.

**Vicente Falanga:**

Está ótimo. E se vocês me permitirem uma última pergunta, em Camamu, a campanha exploratória está para quando?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Camamu é para 2013. Um deles é Camamu, o BM-CAL-5, onde está o Copaíba, é Camamu, e nós temos um bloco de água profunda lá em Camamu, que é um tipo de prospecto diferente, é água profunda, o risco é um pouco maior; é alto prêmio, mas é

água profunda, e ele está também para o segundo semestre de 2013. Está exatamente na frente de Copaíba, que é o BM-CAL-5, mas é água profunda. Então, estaria para o final do segundo semestre de 2013 a perfuração.

**Vicente Falanga:**

Está ótimo. Obrigado.

**Paula Kovarsky, Itaú BBA:**

Boa tarde. Eu queria, Lincoln, explorar um pouco como é que vocês entendem, e obviamente, com toda clareza de que a Queiroz não é a operadora do BM-S-8, mas no sentido de entender do lado de vocês, do lado da expectativa, do seguinte ponto de vista: hoje, a Petrobras tem uma carteira de projetos pujantes, um portfólio de exploração enorme, e acho que é razoável pensarmos que qualquer novo projeto, qualquer nova descoberta de pré-sal entra em uma fila de prioridades para a Petrobras, que é a operadora.

Dentro desse raciocínio, o que vocês entendem que seria, por exemplo, um volume *threshold* para a Petrobras colocar o BM-S-8, o Carcará, em um horizonte razoavelmente próximo, dentro de um horizonte talvez de cinco anos para desenvolvimento?

E a segunda pergunta, ainda dentro dessa ideia é: eventualmente, o que não é material para a Petrobras é extremamente material para vocês. Existe a possibilidade de vocês tomarem a frente, por exemplo, do desenvolvimento de Carcará, como forma de fazer com que isso seja desenvolvimento em um horizonte mais próximo? Além disso, vocês falaram bastante sobre a coluna de óleo e eu queria saber se vocês já têm alguma ideia de *net pay* também.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Paula, eu preciso me exercitar muito aqui para responder todas as suas perguntas. Qualquer coisa que falamos aqui é a nossa visão, sempre muito otimista.

**Paula Kovarsky:**

Mas sua visão é melhor que a nossa, Lincoln.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

De fato, a Petrobras tem muitos projetos, mas ela tem um *default* que é importante, que é o tempo de cada contrato. Todos esses contratos são mais ou menos da mesma época, Paula. De fato, eles competirão um pouco entre si, mas são todos da mesma época; 2000, 2001, 2003 no máximo. Então, a Petrobras tem também um compromisso que transcende ao compromisso com os sócios, que é o compromisso perante a ANP. Isso é o institucional.

Com relação ao novo projeto, eu diria que esse nosso novo projeto tem algumas características. Por exemplo, ele não está muito perto da costa, está a 230 km da costa. Hoje em dia, do Cone Sul de Santos, ele é o projeto mais próximo que temos na área do pré-sal. Outra: ele está próximo de outras descobertas. Eu não tenho,

obviamente, o *empowerment* da Petrobras para falar isso, mas eu tenho um pouco da experiência que já aconteceu com a Petrobras na água profunda.

Essa conjunção geográfica desta área nos dá um pouco de tranquilidade, porque tem outros projetos nessa área, que provavelmente requererão um *hub* nessa posição, que não será o *hub* de Tupi, que já tem volume demais e descobertas demais ao seu lado.

Então, nós olhamos isso e dizemos “talvez venhamos a ter aqui um *pigback*, ou um *standalone* para um *hub* que a Petrobras terá”, até porque ele está mais perto da costa; está a 230 km e os outros estão a quase 300 km da costa. Ele tem algumas vantagens em termos geográficos, em termos da sua posição em relação a outras descobertas, de outros consórcios, mas do mesmo operador.

O terceiro ponto que levamos em conta, que sem dúvida dependerá do sistema que sairá, se ele vai segregar, se não vai segregar, se eu vou juntar óleo, se terei um *trend* de óleo ou não, mas esse óleo tem 32º API. À primeira vista, em nossa opinião, da QGEP, e a depender do volume mínimo, que é o que você perguntou depois, pode ser que seja um óleo não misturável, pode ser que seja um óleo que a Petrobras queira segregar. Porque, até então, ele tem tido um resultado de API muito bom. Talvez não compense misturá-lo com um óleo de 23º API, 24º, que seja, e eu o segregue.

Portanto, talvez eu tenha uma infraestrutura que fique um pouco mais dedicada, e aí entra na sua última pergunta: qual é o volume mínimo? É claro que tem um volume mínimo para ter um *threshold*. Os nossos cálculos de volume mínimo nesta batimetria, nesta posição, foram em torno de 200 milhões de barris. É o cálculo da QGEP.

Obviamente, se isso será importante para ter um *standalone*, provavelmente não. Com 200 milhões, talvez a Petrobras queira juntá-lo em um *tie back*. Mas não é um número violentíssimo, porque o reservatório tem comprovado capacidade de produção muito grande. Então, para os CAPEX desses projetos, vemos uma tendência deles de diminuição por poço, porque o comportamento dos poços em produção em testes de longa duração estão se mostrando muito bons, o que pode ter uma pequena redução no CAPEX, aumentando no *threshold* econômico desse *net pay*, desse volume mínimo um pouco menor de cada campo.

**Paula Kovarsky:**

Só para esclarecer, Lincoln, 200 milhões seria o *threshold*?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

O mínimo para que possamos ter uma infraestrutura, em nossa opinião. Estamos vendo números que são nossos, não da Petrobras. A Petrobras deve ter números maiores que esses.

Outra coisa é que pode não ser material para a Petrobras, mas para nós seria. Se fossemos instados a operar um campo nessas condições, com certeza poderíamos fazer. Essa é uma saída eventual para a Petrobras, onde, com volumes médios, ela poderia eventualmente passar para outros operadores.

Eu acho isso hoje um pouco difícil, porque tem uma questão difícil para a Petrobras, que é passar a operação em pré-sal. Ela estaria indo contra alguma coisa, viria até um pouco contra nós. Eu acho que a Petrobras não vai passar, ela vai otimizar, e

achamos que essa é a melhor saída: é você otimizar a produção fazendo um *hub* e juntando isso para exportação, seja de gás, que já sabemos que precisaremos de mais de um duto de gás, sem dúvida, seja de óleo. Acho que essa seria a melhor saída do que dividir pura e simplesmente a operação.

Com relação a *net pay*, não estávamos ainda fazendo o *net pay* porque estamos perfurando. Só temos os perfis, o que é uma grande ajuda, permitiu à Petrobras falar de excelente porosidade, permitiu dar a coluna de óleo que já tem; mas estamos muito confiantes que o *net pay* seja alto.

**Paula Kovarsky:**

OK. E outra pergunta rápida sobre BS-4: uma coisa que ouvimos falar bastante é de quão pesado é o óleo e de certa dificuldade operacional. Do que vocês viram até aqui do BS-4, qual é a visão de vocês sobre o potencial de produção, ou se já tem alguma visão sobre custo de produção para Atlanta e Oliva.

**Danilo Oliveira:**

Paula, boa tarde. Mais uma vez, BS-4 tem realmente um óleo pesado, 14º API. Isso era tabu há oito anos, hoje não é mais. Temos pelo menos dez campos no mundo produzindo óleo nessa condição.

Apesar de ser um óleo pesado, não é um óleo parafínico, não tende a formar parafinas. Os dados que o antigo operador coletou foram excelentes; teste de produção em um poço vertical com vazões acima de 5.000 barris/dia; as areias são muito permeáveis, muito porosas, o volume é muito concentrado em uma área pequena, que permite exploração e desenvolvimento com pequeno número de poços.

Então, nós estamos programando poços horizontais que terão vazões muito superiores a essas de 5.000 barris/dia que foram feitas no poço vertical. E os resultados econômicos, que por enquanto não podemos divulgar, são bons. São bons, e estamos confiantes.

Mais uma vez, estamos programando o primeiro óleo para 2014 desse teste de longa duração, e, assim que ele estiver em produção, já vamos iniciar o desenvolvimento definitivo.

**Paula Kovarsky:**

Está ótimo. Muito obrigada.

**Auro Rozenbaum, Bradesco:**

Lincoln, logo que começou esse *call*, você mencionou a questão de queda no preço das ações, falou sobre caixa, sobre valor de Manati. Duas perguntas que eu queria entender a visão de vocês. Valor de Manati, vocês estão considerando aquele U\$1 bilhão que estava no relatório da GCA?

A segunda pergunta, com relação ao caixa que ela ainda tem também, como vocês enxergam o valor da empresa?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Auro, eu passo para a Paula, porque ela pode ilustrar mais para você isso que nós falamos, mas eu quero referendar o que foi dito, sim. Ela vai explicar.

**Paula Costa:**

Auro, boa tarde. Com relação ao valor de Manati, sim, é em torno de US\$1 bilhão, US\$1,1 bilhão, que foi a última certificação que tivemos da Gaffney.

Com relação ao caixa, a posição que temos é a do final do 1T12, que estava o caixa líquido em torno de R\$900 milhões. Essa é a última posição que temos de caixa líquido, do final de março, próximo a R\$900 milhões.

**Auro Rozenbaum:**

OK. E Paula, só para eu entender, na visão de vocês o valor da empresa seria Manati mais caixa?

**Paula Costa:**

O que eu acho que o Lincoln quis passar na abertura foi que, hoje, o valor que a Empresa está negociando reflete algo próximo a Manati mais caixa, quando ainda temos todo o *upside* exploratório, de toda a nossa campanha exploratória, e mesmo as descobertas que já temos de Atlanta, Oliva e Carcará, para trazer valor adicional à Companhia.

**Auro Rozenbaum:**

OK. Obrigado, um segundo.

**Bruno Varella, Bradesco:**

Lincoln, boa tarde, é o Bruno. Eu estou com uma dúvida a respeito da certificação. O que podemos esperar na próxima certificação? Já incluir BM-S-8, BS-4, eventual retirada de parte de BM-S-12? O que vocês estão trabalhando para esta nova certificação, e quando deve sair?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Bruno, nós já estamos trabalhando em Manati. A nossa área de produção já está andando com a certificação de Manati, porque temos que fazer isso e esperamos talvez brevemente, no início do semestre, já ter a certificação de Manati com tudo ajustado para as condições atuais de lá.

Para os demais, a ideia é exatamente o que você falou. É trazer o valor do BM-S-8 na circunstância em que ele vai estar, por exemplo, se ele estiver descoberto, se não tiver, ou remanescente daquilo que tiver de recurso prospectivo e/ou contingente, trazer isso para o mercado; trazer o BS-4 com o campo, para ver o que é possível fazer ao nível de reserva e de valor, ainda que ele ainda esteja sendo estudado, como o Danilo há pouco esclareceu a vocês todos, mas é tentar trazer algo mais, tentar trazer o que pudermos ter com o pré-sal.

Nós estamos até adquirindo sísmica; essa sísmica vai chegar até um pouco mais para o final do semestre, mas nós já estamos adquirindo. Estamos nos adiantando para poder fazer um *ramp up* do volume potencial exploratório nessa área. Isso é o que queremos trazer.

E com relação aos outros ativos, é trazer a situação em que eles estão. Nós temos algumas coisas sendo discutidas com a agência, para aí trazer esses novos números. É claro que os grandes números, na nossa opinião, são exatamente desses dois novos projetos. Esses é que têm causado a mudança, porque são números que trouxeram menos volatilidade ao nosso projeto, ainda que não seja desprovido de risco.

Nós queremos voltar a falar, e sempre insistir, que os projetos têm risco. Nossa função é tentar diminuir esse risco, ampliar a base e tentar dar um sentido de entrega o mais potencial possível. Isso nós achamos que fizemos.

Não conseguimos, pela atividade acelerada que esses blocos tiveram, um *fast track* violento de perfuração no BM-S-8, com Biguá, com Carcará, com o BS-4, com Jequitinhonha. Nós estávamos furando, em tese, quatro poços este ano, todos para pré-sal. Não é fácil uma companhia do tamanho da nossa estar furando quatro poços para o pré-sal.

Jequitinhonha teve que ficar para depois, por uma questão que transcende a nossa vontade e até nossa habilidade de fazer as coisas, que foi com o Governo, com o IBAMA, mas ele vai voltar a furar, e esperamos que com essa certificação possamos dar uma boa cor para vocês do novo valor do nosso portfólio e daquilo que possamos eventualmente agregar até lá.

**Bruno Varella:**

OK. E Lincoln, qual é o timing disso? Quando vocês esperam soltar esse relatório?

**Lincoln Rumenos Guardado:**

O timing do relatório, nós já poderíamos até estar fazendo, mas estamos esperando a perfuração de Carcará. Porque não tem muito sentido, com um poço na circunstância em que ele está, com o anúncio de descoberta, e por enquanto é só o anúncio de descoberta, mas com dados muito bons, e essa espessura total que está sendo colocada é coluna, com dados bons de qualidade de reservatório, de fazermos alguma coisa agora.

O que se fizer agora nessa área será muito preliminar. Então, como os números podem modificar substancialmente se eu tiver uma descoberta, nós achamos por bem não fazer. Se eu tiver uma descoberta; as coisas estão andando, vamos deixar isso bem claro a vocês todos, quando terminarmos, faríamos essa certificação com o 8 e com o 4.

E provavelmente, com a ANP já dando autorização para o nosso plano, tudo isso ajuda na concepção, na certificação de volume, de CAPEX, essas coisas todas. A agência ainda não respondeu. Ela tem até este mês que entra como prazo para nos responder e nos orientar a respeito do plano que foi colocado para o Campo de Atlanta.

Então, tudo isso é importante. Não adianta nós fazermos algo que fique pela metade para vocês. É importante que façamos algo consolidado com o que temos. E aí, esperamos que seja no final do segundo semestre. Não posso dar precisão, mas no final do segundo semestre. Carcará avança um pouco mais, terá perfilagem, pode ter teste, e aí que começaríamos a fazer normalmente. Provavelmente será a Gaffney, que já está fazendo Manati, e ela leva de dois a três meses para concluir.

**Bruno Varela:**

Está ótimo, Lincoln. Obrigado.

**Lilyanna Young, UBS:**

Duas perguntas: uma só para clarificar quando seria a certificação de Manati; e, número dois, sobre o seu caixa, qual seria o uso de caixa para vocês agora nos próximos meses? Se vocês não acham agora mais importante também olhar aquisições até para diversificar os investimentos aqui. Obrigada.

**Paula Costa:**

Nossa posição de caixa continua bastante confortável, como mencionamos, R\$900 milhões de caixa líquido no fechamento do trimestre, fora a geração de caixa que já temos de Manati. Então, continuamos olhando novas aquisições, continuamos olhando ampliação de portfólio. Esse continua sendo o racional da Companhia e a nossa estratégia daqui para frente.

Estamos em uma posição confortável para continuar com nossa campanha exploratória. Temos um investimento, previsto para este ano, de US\$70 milhões, para o ano que vem mais ou menos US\$180 milhões, e acho que com isso ainda temos espaço para trazer novos ativos para o portfólio.

**Lilyanna Young:**

Só para perguntar, vocês hoje estão ativamente em algum processo de *due diligence* ou ainda não?

**Paula Costa:**

Nós olhamos todas as oportunidades que estão no mercado. Então, seguimos olhando essas oportunidades. São oportunidades que, em geral, têm acordos de confidencialidade, então não podemos nem ir a muito detalhe. Mas é importante só passar a mensagem de que a estratégia da Companhia é continuar expandindo portfólio e que olhamos as oportunidades que estão no mercado.

**Lilyanna Young:**

OK. Só para esclarecer, não ouvi direito qual seria a data para uma certificação de Manati.

**Paula Costa:**

A certificação de Manati deve sair agora no final deste mês, ou início do próximo mês.





**Lilyanna Young:**

Obrigada.

**Operadora:**

Não havendo mais perguntas, retornamos a palavra aos palestrantes para as suas considerações finais.

**Lincoln Rumenos Guardado:**

Eu gostaria de agradecer a todos vocês pelo tempo, por estarem conosco. Espero que tenhamos podido clarificar algumas das coisas. Renovamos a ideia de que estamos aqui à disposição, e assim que tivermos qualquer fato novo, porventura estaremos uma vez mais falando com vocês todos.

Agradeço a atenção de todos. Muito obrigado, e bom fim de semana a todos vocês.

**Operadora:**

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

“Este documento é uma transcrição produzida pela MZ. A MZ faz o possível para garantir a qualidade (atual, precisa e completa) da transcrição. Entretanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais falhas, já que o texto depende da qualidade do áudio e da clareza discursiva dos palestrantes. Portanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais danos ou prejuízos que possam surgir com o uso, acesso, segurança, manutenção, distribuição e/ou transmissão desta transcrição. Este documento é uma transcrição simples e não reflete nenhuma opinião de investimento da MZ. Todo o conteúdo deste documento é de responsabilidade total e exclusiva da empresa que realizou o evento transcrito pela MZ. Por favor, consulte o website de relações com investidor (e/ou institucional) da respectiva companhia para mais condições e termos importantes e específicos relacionados ao uso desta transcrição.”