

Operadora:

Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da QGEP para discussão dos resultados referentes ao 1T13. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia; a Sra. Paula Costa Côrte-Real, Diretora Financeira e de Relações com Investidores; o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção; e o Sr. Sergio Michelucci, Diretor de Exploração.

Informamos que 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 para o CEO da Companhia, o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, que dará início à apresentação. Por favor, Sr. Lincoln, pode prosseguir.

Lincoln Rumenos Guardado:

Bom dia a todos, e obrigado por uma vez mais participarem de nossa teleconferência. Hoje estão comigo, como já adiantado a vocês, a Paula Costa Côrte-Real, nossa Diretora Financeira e de Relação com os Investidores, o Danilo Oliveira, nosso Diretor de Produção, e o Sergio Michelucci, nosso Diretor de Exploração, que estarão à disposição de vocês para responder e detalhar algumas das perguntas que vocês venham a ter. Apresentaremos nossos resultados do 1T13 e depois abriremos o *call* para perguntas.

No 1T13, avançamos no sentido de desenvolver nosso portfólio de ativos, sempre tentando manter um aspecto balanceado em relação a esses ativos. Como todos vocês sabem, continuamos com forte demanda na produção de gás no Brasil, refletida no Campo de Manati, no qual temos 45% de participação. Como consequência deste aumento na produção, obtivemos um lucro operacional e fluxo de caixa positivo para o trimestre.

A QGEP possui uma sólida posição financeira, o que nos dá conforto frente aos nossos compromissos, e representa uma vantagem competitiva importante para avaliação de oportunidades de aquisição de ativos.

Um dos destaques do primeiro trimestre foi a contratação da sonda para dar continuidade à perfuração do Bloco BM-J-2, na Bacia de Jequitinhonha, onde temos

100% de participação. O reinício da perfuração está previsto para o próximo mês de junho.

Também tivemos um avanço considerável nas atividades para implantação do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, localizado no Bloco BS-4, e do qual somos o operador. Nosso plano aqui é iniciar a perfuração ao longo do 4T13, representando o primeiro poço de desenvolvimento para este campo.

Ao final do primeiro trimestre, a ANP aprovou o Plano de Avaliação revisado para o Bloco BM-S-8, que inclui o início da perfuração de um poço de extensão em Carcará no começo do 4T13.

Como vocês sabem, a QGEP irá participar da 11ª rodada da ANP, e nosso experiente time técnico está avaliando as oportunidades que o leilão apresenta, com vista ao objetivo de diversificar ainda mais o nosso portfólio exploratório. Ao mesmo tempo, continuamos a analisar potenciais *farm-ins* que estejam disponíveis no mercado.

Passarei agora a palavra à nossa Diretora Financeira, Paula Costa, para revisar os resultados financeiros do primeiro trimestre, e voltarei no fim da apresentação novamente com vocês. Paula, por favor.

Paula Costa Côte-Real:

Obrigada, Lincoln. No slide cinco, temos uma tabela com as informações financeiras consolidadas da Companhia, que ilustra os resultados operacionais positivos que foram alcançados nesse trimestre.

100% da receita da Companhia é proveniente da produção do Campo de Manati, que é hoje um dos maiores campos produtores de gás no Brasil, e onde temos a participação majoritária de 45%.

A alta demanda por gás nas usinas termoeletricas do Brasil se manteve no 1T13, resultando em uma produção média de 6,6 milhões de m³/dia de gás no campo, um aumento de 25% em relação ao 1T12. Foi também a maior produção verificada em um primeiro trimestre em toda a nossa história.

O aumento da produção impulsionou o EBITDAX, que atingiu R\$78 milhões, um crescimento de 27% quando comparado com o mesmo período do ano passado, reflexo direto do aumento desta produção.

O lucro líquido do trimestre alcançou R\$66 milhões, em linha com os R\$69 milhões registrados no 1T12. A variação é resultado principalmente da menor taxa de juros básica, que reduziu nosso resultado financeiro quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

Como vocês podem ver no slide seis, a Companhia continua a se beneficiar da forte demanda por gás natural no Campo de Manati, cuja produção aumentou 25% quando comparada ao 1T12. Isso possibilitou um aumento de 37% na receita líquida, que totalizou R\$132 milhões, um aumento expressivo em relação aos R\$96 milhões do 1T12, ilustrando a alavancagem operacional desse ativo.

A parada programada do Campo de Manati foi integralmente realizada em abril, e os 20 dias desta parada reduzirão a produção média e a receita do segundo trimestre. Entretanto, esperamos que as condições de mercado favoráveis se mantenham, e que voltemos a produzir, em média, 6,0 milhões de m³/dia de gás natural durante o terceiro

e o quarto trimestres de 2013. Desta forma, reafirmamos nossa expectativa de que a produção de Manati se mantenha entre 5,5 milhões e 6,0 milhões de m³/dia para todo o ano de 2013.

Os custos de manutenção líquidos para a QGEP estão em linha com o orçamento, sendo R\$20 milhões a serem reconhecidos no segundo trimestre e outros R\$20 milhões a serem reconhecidos no 4T13. A parcela referente ao 4T13 é relativa à pintura da plataforma, que não exigirá parada da produção.

No slide sete, temos uma comparação dos custos operacionais do primeiro trimestre de 2013 e de 2012. Os custos operacionais apresentaram aumento proporcionalmente menor no primeiro trimestre, mesmo com um aumento considerável de produção. As despesas gerais e administrativas foram de aproximadamente R\$17 milhões no primeiro trimestre, representando um acréscimo de R\$6 milhões em relação ao mesmo período de 2012, porém similares aos níveis do quarto trimestre, devido principalmente ao aumento do nosso quadro de funcionários ocorrido ao longo do ano passado.

Os gastos exploratórios foram de R\$14 milhões no 1T13, um aumento de R\$11 milhões quando comparados ao 1T12. No montante total de gastos exploratórios, aproximadamente R\$10 milhões se referem a despesas com dados sísmicos para futuras aquisições e para a Concessão BM-C-27.

O slide oito mostra o perfil de CAPEX da Companhia projetado para os anos de 2013 e 2014. Para o ano de 2013, nossa previsão de CAPEX está estimada em R\$145 milhões para as perfurações programadas nos Blocos BM-J-2, BM-S-8 e BS-4. Para 2014, projetamos um CAPEX de R\$315 milhões para as atividades nos Blocos BM-S-8, BS-4, BM-CAL-5, BM-CAL-12 e BM-S-12.

Nossa posição líquida de caixa foi superior a R\$1,0 bilhão ao final do primeiro trimestre, sem nenhum endividamento em nosso balanço. Nossos recursos são suficientes para financiar os gastos relacionados ao nosso portfólio atual de ativos, e representam uma vantagem competitiva importante, dando flexibilidade à QGEP para aproveitar futuras oportunidades.

Agora eu gostaria de retornar a palavra ao Lincoln para apresentar a atualização do nosso portfólio de ativos.

Lincoln Rumenos Guardado:

Obrigado, Paula. Vamos discutir agora com vocês o status do nosso portfólio de ativos exploratórios e de produção.

Iniciando com nossos ativos exploratórios, no slide dez temos uma atualização do Bloco BM-J-2, localizado na Bacia de Jequitinhonha, onde somos o operador com 100% de participação.

Em abril, concluímos a contratação da sonda *jack-up* P-VI da Petrobras, que nos permitirá dar continuidade às atividades exploratórias do prospecto Alto de Canavieiras, perfurado anteriormente até 2.540 metros de profundidade.

Atualmente, a sonda está sendo preparada para se deslocar para a locação e a perfuração deverá recomeçar em junho, após a aprovação da renovação da licença ambiental pelo IBAMA. A profundidade final estimada é de aproximadamente 4.700 metros, e esperamos ter os resultados ao final do 3T13.

O CAPEX para a conclusão da perfuração do poço JEQ#1 está estimado em US\$70 milhões para 2013.

No slide 11, temos uma visão geral do Bloco BM-S-8, no qual temos uma participação de 10%. Este é, ainda, um dos maiores blocos da Bacia de Santos, e onde está localizada a nossa promissora descoberta de Carcará.

Ao final do primeiro trimestre, o Consórcio recebeu a aprovação da ANP para o Plano de Avaliação revisado do Bloco BM-S-8, que definiu uma nova área para o bloco, de aproximadamente 2.000 km². Isso representa uma redução de 14% em relação à área anterior. Porém, destacamos que a área devolvida não inclui nenhum prospecto identificado pelo Consórcio.

Esta revisão também inclui os seguintes pontos: a perfuração de um poço de extensão no início do quarto trimestre deste ano, seguida por um teste de formação a poço revestido, exatamente a extensão da descoberta de Carcará; a perfuração de um poço no prospecto Guanxuma em 2014; e eventuais perfurações adicionais no bloco, a depender dos resultados que estão sendo conduzidos pelo Consórcio. Ou seja, todo esse esforço de exploração e de revisão do potencial do bloco ensejaria a eventualidade de perfurações adicionais.

Esta revisão está alinhada com o cronograma de desenvolvimento divulgado pelo operador para Carcará, com a perfuração de poços de produção em 2016 e 2017, e o primeiro óleo previsto para 2018.

O slide 12 mostra o Bloco BS-4, que engloba os campos de óleo do pós-sal de Atlanta e Oliva, e onde está localizado o prospecto do pré-sal Piapara. A QGEP é a operadora deste bloco, com 30% de participação.

No 1T13, temos progredido com as ações necessárias para a implantação do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta. Concluímos as negociações de todos os equipamentos e serviços para esta etapa, com fornecedores que incluem empresas de nível mundial.

De acordo com o nosso Plano de Desenvolvimento, a perfuração será iniciada no segundo semestre de 2013, com o primeiro óleo previsto para o início de 2015. O sistema definitivo do campo deverá ser concluído em 2018, com a integração de dez poços adicionais, resultando em um total de 12 poços produtores horizontais. Estes poços estarão conectados a um FPSO com capacidade de processamento de 100.000 barris de óleo/dia.

O CAPEX para o Sistema de Produção Antecipada líquido para a QGEP está projetado em US\$45 milhões para 2013 e US\$78 milhões para 2014. Estamos satisfeitos com o andamento do projeto, que está dentro do cronograma e também do orçamento.

Para o prospecto Piapara, os serviços necessários para a perfuração estão sendo contratados. Este prospecto tem objetivos no pré-sal e a sua perfuração está prevista para o início do primeiro semestre de 2014. O CAPEX está projetado em US\$80 milhões líquidos para a QGEP.

Estamos aguardando a aprovação da ANP para o Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva, que é adjacente ao Campo de Atlanta.

O slide 13 apresenta destaques relativos à perfuração dos demais ativos exploratórios de nosso portfólio. Como vocês podem ver, teremos uma campanha de perfuração intensa

em 2014 e em 2015, focada em prospectos das Bacias de Camamu, Campos e Santos, onde estão previstos poços do BM-S-12, BM-CAL-5, BM-CAL-12 e do BM-C-27.

No segundo semestre de 2013, teremos atualizações adicionais para compartilhar com vocês a respeito dos tópicos assinalados no slide 13 em relação a esses *assets* exploratórios.

Passando para o slide 15, queremos discutir os principais eventos de curto e de longo prazo previstos para a Companhia. Os resultados operacionais obtidos no primeiro trimestre representam uma perspectiva muito positiva para este ano, que será de importantes realizações para a QGEP.

Como vocês podem ver, temos um cronograma intenso para o restante do ano, mantendo nosso balanço entre as atividades de exploração e de produção, envolvendo *plays* de óleo e gás, em ativos operados e não operados, além de explorarmos tanto bacias produtoras quanto de fronteira, ou emergentes.

Estamos ansiosos para ver os desdobramentos da próxima rodada da ANP, em que esperamos ter uma participação ativa, embora sempre disciplinada.

A certificação de recursos do nosso portfólio pela Gaffney & Cline deverá ser divulgada no segundo semestre de 2013. Além disso, continuamos na expectativa de obter dados do poço de extensão e dos testes de Carcará no Bloco BM-S-8 que, esperamos, vá fornecer dados mais precisos, que nos ajudem a avaliar o potencial de volume desta descoberta.

Teremos ainda a perfuração do primeiro poço do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, no Bloco BS-4.

A Companhia também possui outros projetos exploratórios e de produção, com atividades programadas para o início de 2014. Este cronograma é baseado em nosso portfólio atual de ativos, e planejamos fornecer atualizações ao mercado a respeito do nosso projeto nos próximos trimestres.

Gostaria de agradecer a todos pelo tempo e interesse de estarem hoje conosco nesta teleconferência. Operadora, com isso, gostaria de abrir o *call* para perguntas.

Operadora:

Com licença senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um. Para retirar a pergunta da lista, digitem asterisco 2.

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

Frank McGann, Merrill Lynch:

Good day, and thank you for the call. Two questions, one in General and Administrative Expenses: they seem to have stabilized a bit after rising fairly significantly to accommodate the larger structure of the Company's portfolio. Should we assume that kind of level should be maintained, or do you expect that number to continue to move upwards over the next 12 to 18 months as a result of further increases, potentially?

And secondly, in terms of timing of results from the appraisal well at Carcará and the BS-4 wells that will be drilled, the information that might come from them, since they will be

starting likely in the 4Q13, should we assume that in the 1Q and sometime in the 2Q14 is when we will be able to get a really material information from those wells?

Paulo Costa Côrte-Real:

Olá, Frank, vou responder à sua pergunta em português. Quanto à primeira pergunta, em relação ao G&A, sim, parecemos ter encontrado o nível do G&A recorrente da Companhia. Então, para os próximos trimestres, podemos esperar níveis similares, o que significa um G&A em torno de R\$60 milhões por ano. Essa é, mais ou menos, a nossa estimativa.

Com relação à próxima pergunta, sobre o resultado dos poços e o timing, vou passar a palavra para o Lincoln para que ele continue a resposta.

Lincoln Rumenos Guardado:

Obrigado, Frank. Como já dito para vocês, pretendemos iniciar o poço de *appraisal*, extensão de Carcará, ainda este ano, no 4T13, e esperamos um tempo aproximado em torno de seis meses, eventualmente com a possibilidade de um teste entre 30 e 45 dias.

Portanto, para Carcará, esperamos que no final do primeiro semestre de 2014 já tenhamos um resultado bastante consolidado a respeito do poço e, obviamente, desta acumulação.

Para o BS-4, que furará o segundo poço de extensão, já que queremos fazer no primeiro também um teste de formação, que é um poço de produção, pode acontecer no final do primeiro semestre, mas mais provavelmente já no segundo semestre teremos um resultado mais definitivo a respeito do segundo poço.

O primeiro poço pode começar antes; ele deve terminar, entre perfurar, completar e testar, em janeiro ou fevereiro. Também já nos dará uma gama de informação muito grande, o próprio teste e todas as propriedades biológicas. O segundo poço, sim, este provavelmente estará terminado no início do segundo semestre de 2014.

Frank McGann:

OK. Thank you very much.

Operadora:

Com licença. Nossa próxima pergunta vem do Sr. Bruno Varella, do Bradesco BBI.

Bruno Varella, Bradesco BBI:

Bom dia. Eu tenho duas perguntas. A primeira delas é com relação ao novo relatório. Obviamente, ele deve sair no segundo semestre e imagino que não tenha algo representativo de Carcará dentro do relatório. Queria só confirmar isso.

E segundo ponto, no *breakdown* de custos que vocês colocaram, teve uma queda no custo de produção de 36% nesse trimestre contra o trimestre passado. Visto que vocês tiveram um aumento de produção, queria entender o que levaria a esta queda no custo de produção.

Lincoln Rumenos Guardado:

A certificação, Bruno, já está em andamento. Sem dúvida, todo o cenário da indústria hoje nos impactou um pouco, o *bid*; no início do ano as Companhias normalmente fazem certificação, isso também compromete um pouco com a Gaffney & Cline. Isso está andando, e pretendemos, sim, divulgar no segundo semestre; se possível ao fim do terceiro trimestre, mas dentro do segundo semestre.

Tendo em conta todo esse passado que ocorreu e a falta de uma informação mais segura a respeito de Carcará, já enfatizamos isso inicialmente, que é uma descoberta muito importante, significativa para todos os parceiros; não só para nós, mas para todos os parceiros que estão lá, inclusive Petrobras. Portanto, precisamos nos cercar um pouco mais por esta importância do que se pretende falar.

Provavelmente, não teremos uma informação a respeito de Carcará no que tange a distribuição de volumes, exatamente porque a situação ainda será a mesma que temos hoje: só um poço furado, um trabalho intenso que está sendo feito pelo operador e pelos parceiros também. Ela não deve conter informação lá. Ainda que conversemos com o operador a respeito, mas não vemos forma de colocar alguma coisa que tenha precedência e que possamos afirmar sem que isso possa parecer um avanço muito acelerado em algo que tem uma importância muito grande.

Então, sinto dizer a você que, muito provavelmente, não teremos resultado de Carcará no nosso relatório de certificação de volumes.

Com relação ao *breakdown*, a Paula vai explicar para você.

Paula Costa Côrte-Real:

Oi, Bruno. O custo operacional tem alguns custos que são relacionados à operação da planta propriamente dita, o que nos é cobrado pelo operador do bloco, que também é operador da planta, a Petrobras; e tem outros custos que são diretamente proporcionais à receita, como royalties, participação especial, pesquisa e desenvolvimento, e a própria depreciação do campo, que é em função das unidades produzidas *versus* a reserva do campo.

Esses custos proporcionais à receita de fato subiram nesse trimestre quando comparados com o último trimestre, em função do aumento da produção, como comentamos. A produção foi de 6,6 milhões, isso aumentou a produção e aumentou a receita, então esses custos que são proporcionais à receita aumentaram também.

A operação da planta, a forma como é feita a cobrança pela Petrobras nem sempre é tão uniforme ao longo do ano. Não esperamos nenhuma variação quando comparado o ano total com o ano anterior, exceto pelos custos de manutenção. Ano passado tivemos custos específicos relacionados à manutenção, neste ano temos os R\$20 milhões no segundo trimestre e os R\$20 milhões no quarto trimestre.

Mas a operação em si, embora de fato tenha tido uma variação, e comparando os trimestres dá mais ou menos R\$3 milhões ou R\$4 milhões; então, embora tenha tido uma variação no custo da operação da planta contabilizada nesse trimestre, para o total do ano, esperamos que se mantenha o que aconteceu no ano passado, exceto com os custos de manutenção.

Bruno Varela:

Ou seja: quanto estou falando do seu *breakdown*, da conta que vocês chamam de custo de produção, que foi de cerca de R\$38 milhões no ano passado, podemos contar com isso em 2013?

Paula Costa Côrte-Real:

Exatamente.

Bruno Varela:

OK, Paula. Obrigado.

Operadora:

Com licença. Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Gattass, do BTG Pactual.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Boa tarde. Eu tenho duas perguntas. A primeira delas é que no press release vocês mencionam que as mais recentes informações do poço de Carcará nos garantem ter uma visão ainda mais positiva. Eu queria ouvir de vocês se teve alguma evolução adicional nos dados que estão vindo de Carcará. Algum reestudo, alguma coisa que vocês poderiam dividir conosco, só para entendermos o contexto desta afirmação que foi colocada no press release?

A segunda coisa, Lincoln, eu queria ouvir de vocês também como está a sua procura pela unidade de produção de Atlanta. Teve um martelo batido entre uma unidade de produção antecipada de fato, vem só com a unidade de 100.000? Como está a cabeça de vocês? Como está a evolução deste lado da história?

Lincoln Rumenos Guardado:

Você sabe que descobertas dessa magnitude sempre causam uma reviravolta no bloco que você está estudando, na área que você está estudando, e o operador está fazendo isto. A Petrobras faz isto, e nós também.

Então, progredimos na interpretação da descoberta e progredimos na interpretação do bloco como um todo. E temos agregado um valor que nos levará a propor o segundo poço, ou o poço de extensão.

Temos visto essas características, muito no regional ainda, para que nos alinhe, nos orientem na próxima perfuração, que é de extensão. Temos visto certa repetição do que vimos em Carcará em termos amplos, em termos regionais. Isso é o que nós quisemos traduzir, que tudo o que temos feito até o momento foi para reafirmar nossa crença no potencial dessa descoberta. Esse é o sentido que colocamos aí.

E vai orientar, então, a escolha do ponto onde devemos perfurar a extensão. Isso está em andamento, brevemente deve ter uma definição. Está muito acelerado este trabalho, que demonstra a dedicação do operador, sobretudo, com relação a esta descoberta, e esperamos que poderá ser, então, uma locação que nos traga bastante informações, e com certo grau até de ousadia, para que possamos também não só ter uma informação pontual, mas um pouco mais de regional. É essa a intenção que estamos vivendo aí. Nada até o momento nos faz nenhum tipo de *downgrade* na descoberta que fizemos.

Em relação ao FPSO, eu passarei ao Danilo, que lhe informará como está a cor desta negociação, que tem andado, sim. Isso eu posso adiantar.

Danilo Oliveira:

Boa tarde, Gattass. O FPSO de Atlanta continua no estágio de negociações. Nós contratamos o projeto básico para ambas as unidades, tanto para 30.000 barris como a para 100.000 barris. Essa definição de qual delas será utilizada ainda está em estudo, porque, como você sabe, são taxas e períodos diferentes.

Estamos em conversações com praticamente todas as companhias que dispõem e afretam este equipamento, mas ainda não existe uma definição. O martelo não foi batido por falta de dados, inclusive do projeto básico.

O projeto básico está estimado para ser concluído no final de junho, início de julho, e com este projeto básico as companhias poderão se debruçar melhor sobre o que precisamos para ter uma conversação mais concreta sobre este assunto. Portanto, esperamos ter esta definição por volta do *timing* de perfuração do primeiro poço de Atlanta.

Gustavo Gattass:

Se eu puder fazer dois rápidos *follow-ups*, começando com o seu, Danilo: na sua cabeça, vocês poderiam rodar com as duas unidades em paralelo? Por exemplo, vocês poderiam ficar com uma unidade de 30.000 rodando no momento em que a de 100.000 entra, ou isso não é muito viável, por ancoragem ou por qualquer outro problema?

Danilo Oliveira:

Não é viável, Gattass. A área de Atlanta é muito pequena, muito restrita. A chegada de um FPSO maior seria em substituição ao FPSO menor. Não dá para rodar os dois, mesmo porque estaríamos com a área também congestionada com, provavelmente, a perfuração dos outros poços. Então seria uma unidade sempre no local, somente. Nunca duas simultaneamente.

Gustavo Gattass:

E ainda assim dá para trabalhar com 2015 como primeiro óleo?

Danilo Oliveira:

Dá sim. Estamos trabalhando com 2015. E como eu disse, dependendo do que possa acontecer, um FPSO de oportunidade, alguma coisa que possa surgir, pode haver uma antecipação, mas estamos trabalhando com 2015.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. E Lincoln, só para eu caracterizar isso direito, a sua colocação sobre Carcará indica que, primeiro, a locação ainda não está definida existe um plano de a locação ser mais ousada, que imagino que seja uma distância um pouco maior. Mas com uma locação mais ousada, vocês acham que conseguem fechar um pouco mais o desenho da estrutura, ou requereria um terceiro para conseguirem ter uma ideia de tamanho?

Lincoln Rumenos Guardado:

Essa é uma discussão *under way*. Opções, já temos várias, Gattass. O estudo em si está quase terminado, mas as opções são várias. Eu quero uma locação que me dê informações um pouco mais parecidas com Carcará e quero estimar melhor o volume. Mas este equilíbrio que estamos vendo, que o poço deverá nos trazer informações a respeito de um potencial parecido com o poço, o que nos é importante por causa do teste, e ao mesmo tempo nos permita fazer melhores estimativas da área, desta acumulação.

É essa discussão entre as várias opções que se tem, e está indo muito bem. Vamos querer que cada poço agregue o maior conjunto de valor e de dados para a nossa afirmação.

Eu não duvido de que necessitaremos de pelo menos mais um poço. Além dessa extensão, mais um.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Obrigado.

Operadora:

Com licença. Nossa próxima pergunta vem do Sr. Vicente Falanga, do Santander.

Vicente Falanga, Santander:

Boa tarde a todos. Lincoln, quando podemos esperar que vocês soltem *flow rates* para Atlanta e Oliva? É nesse primeiro poço, com resultado em janeiro e fevereiro, ou é só depois do segundo poço, que vocês falaram que soltam resultados no segundo semestre de 2013?

E uma dúvida: vocês falaram que a decisão do FPSO será tomada quando vocês começarem a perfurar o primeiro poço de Atlanta e Oliva, que acho que é no 4T13. Não seria mais prudente, e me corrija se eu estiver errado, vocês esperaram saírem os *flow rates* para tomar a decisão, ou de fato vocês baterão o martelo quando começarem a perfurar o poço? Obrigado.

Lincoln Rumenos Guardado:

Você tem razão. O *flow rate* é um ponto fundamental aí. Qual é a taxa que vai dar? Nós temos só modelagem, hoje é tudo modelagem. Modelagem numérica, modelagem de reservatório, baseada em um teste realizado pela Shell em um poço vertical. Mas este é um poço que nos interessa sim, e muito.

E sem dúvida, ao fazermos esse teste, pela importância e por todo o impacto que ele tem, pretendemos fazer a divulgação daquilo que for possível ser feito, dentro, obviamente, dos critérios que nossos contratos, nossas relações com sócios e com a própria agência, permitam. A agência, inclusive, exige. Então, nós faremos de qualquer maneira.

Sua segunda pergunta tem toda procedência. Precisa, sim, avaliar isso para tomar essa decisão, e ela estará no radar. Nós começaremos a perfurar e no máximo em janeiro do ano que vem já teremos isso batido, mas o tipo de conversa e de negociação que tem para uma unidade de FPSO como esta transcende dois ou três meses. Nós vamos afunilar

essa discussão e identificar a melhor opção dentro daquilo que é de mercado, mas a tomada de decisão final vai incorporar o que o dado do teste nos apresenta.

É importante se o Danilo quiser fazer outro comentário, porque ele está bem informado neste tema, e este foi realmente um ponto de discussão. Estou passando para ele.

Danilo Oliveira:

Boa tarde, Vicente. Eu não devo ter me expressado corretamente, não me fiz entender. Logo após o resultado do projeto básico, nós iremos a mercado com as duas opções, e isso se dará enquanto estivermos perfurando. Nós iremos fazer a perfuração, iremos fazer o teste, e com o resultado deste teste, com a ida a mercado no mesmo período, neste final será tomada a decisão, um ou outro. Mas nós não vamos esperar o teste para só depois irmos a mercado. Nós faremos simultaneamente e, ao final do resultado, tomaremos a decisão de a qual dos dois nós vamos.

Vicente Falanga:

Está bem claro. E há a ideia é divulgar esse *flow rate* para o mercado assim que ele estiver pronto?

Lincoln Rumenos Guardado:

Nós temos alguns compromissos com a Agência e com o Consórcio, e isso nós iremos divulgar. Obviamente, existe algum tipo de informação mais sensível e confidencial que não poderíamos, e isso precisa ser submetido ao nosso Consórcio e à própria ANP. Em princípio não haveria maiores constrangimentos em dizer que tipo de produção nós obtivemos, ou o comportamento de reservatório que obtivemos nesse teste, que será o teste de formação.

Vicente Falanga:

Está claro. Obrigado.

Operadora:

Lembrando que para fazer perguntas, basta digitar asterisco um.

Com licença. Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Gattass, do BTG Pactual.

Gustavo Gattass:

Queria só fazer um *follow-up*, desculpem. Eu me esqueci de perguntar isso antes. Na pergunta do Bruno, vocês responderam que provavelmente não terá o dado de Carcará no relatório. Eu só queria ouvir o seguinte: essa qualificação deixa em aberto a possibilidade de ter o dado em algum tipo de situação? Você poderia discutir conosco o que pode te levar a poder publicar? Ou realmente isso está fora de cogitação e não deve ter, era mais por *hedge* mesmo?

Lincoln Rumenos Guardado:

Nós estamos na linha do que já foi discutido internamente no consórcio. Este é um tema recorrente, e o consenso hoje é de que não temos elementos para poder, inclusive, falar de *ranges* de volume.

Seria ingenuidade nossa não dizer a vocês que este tema não foi discutido, pela importância da descoberta. Isso foi discutido, e vimos que haveria algumas disparidades ainda, que só poderiam ser resolvidas com o teste de formação.

Então, o que eu ainda penso e o que eu tentei falar para vocês é exatamente isso, que hoje não se permite ter. Na medida em que todas essas avaliações e avanços ocorram, pode até ser que haja uma mudança, mas eu não creio. Nós estamos mesmo convictos de que o teste é fundamental para que balizemos estes números, de maneira bastante responsável, inclusive, perante não só ao Consórcio, mas à Agência, também.

Foi isso que eu quis dizer que não dá, mas essa é uma decisão que é sempre tomada em OCM, por todos do Consórcio, e estamos falando por nós, dos nossos sentimentos. Por isso deixei essa pequena porta, para que, se um dia o Consórcio resolver fazer, por qualquer que seja o motivo, poderá ser feito, mas é sempre uma decisão de Consórcio. E, neste caso, digo a vocês que sempre tem prevalecido a unanimidade.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Obrigado.

Operadora:

Com licença. Nossa próxima pergunta vem do Sr. Luiz Carvalho, do HSBC.

Luiz Carvalho, HSBC:

Boa tarde. Eu tenho duas perguntas, uma mais especificamente para o Danilo, fazendo um approach um pouco diferente em relação à decisão do FPSO. O seu parceiro, OGX, está com um FPSO com uma taxa de utilização relativamente baixa. Queria saber se existe já alguma conversa, ou algum tipo de intenção de vocês – não estou querendo induzir alguma coisa por parte da OGX – da parte técnica em relação à viabilidade de esse FPSO ser utilizado no BS-4?

E a segunda pergunta seria mais para o Lincoln: nós vimos nesta semana muitas informações na mídia a respeito de uma possível venda de alguns ativos da Barra Energia. Logicamente, mais uma vez, sem falar pela outra Companhia, mas do lado de vocês existe algum interesse em aumentar participação em alguns dos ativos, ou efetivamente isso está fora de cogitação? Obrigado.

Danilo Oliveira:

Boa tarde. Há conversas sim, com a OGX, assim como há com outros afretadores de FPSO. Conversas técnicas. A OGX é nossa sócia, tem os mesmos interesses nossos em antecipar e tornar o ativo o mais valorado possível e existem essas conversas, sim.

Quanto ao estágio, está igual aos outros. A própria Companhia, a Queiroz Galvão Óleo e Gás também é afretadora de FPSO, também estamos conversando com a nossa Companhia, e tem outros FPSOs de oportunidade também, de outros afretadores. Estamos conversando com todos, em diferentes estágios de avanço. Mas existe essa possibilidade de utilização, sim, do FPSO deles, como de outros.

Lincoln Rumenos Guardado:

Já ficou satisfeito com o Danilo, Luiz?

Luiz Carvalho:

Ficou claro, Lincoln. Obrigado. Agora, só a outra pergunta.

Lincoln Rumenos Guardado:

Com relação a isso, sem dúvida há um processo, foi amplamente divulgado, e tivemos ciência dele também pela mídia, que a Barra tinha esse processo. Com respeito à finalização deste processo, como foi divulgado ontem, para nós ainda está no nível de rumor. É muito difícil fazermos qualquer tipo de comentário a respeito, porque não há, sobretudo por sermos sócios, qualquer tipo de dado oficial. Então, não poderemos fazer nenhum tipo de comentário a esse respeito. Seria muita leviandade nossa comentar algo, que saiu de forma, inclusive, sem muito fundamento da origem. É difícil comentarmos.

Com relação ao nosso interesse, a Companhia hoje está muito mais voltada para diversificar o nosso portfólio. Estamos nos preparando já há algum tempo para diversificar e não fazer uma concentração do nosso portfólio, pensando no médio e longo prazo, e em diferentes cores de *assets*.

Nossa visão hoje é mais voltada para alguns *assets* ou áreas que estarão no *bid*, que vemos como um potencial bom para nós, inclusive *de-risking* a nossa carteira, ainda que sejam áreas de fronteira, e estamos eventualmente preparados para outros *farm-outs* que estejam dentro desta ótica da diversificação.

Luiz Carvalho:

Muito claro. Obrigado, boa tarde.

Operadora:

Novamente, para fazer uma pergunta, basta digitar asterisco um.

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

Lincoln Rumenos Guardado:

Uma vez mais, quero agradecer o interesse de vocês, as perguntas, esse diálogo franco que possamos ter mantido, e sempre manteremos com vocês. E renovo nossa disposição em atendê-los através de nossa área de RI para qualquer pergunta que vocês tenham decorrente deste nosso *call*, e sempre dizendo que estaremos aqui para poder fornecer informações sobre a Companhia, de forma a orientá-los.

Agradeço uma vez mais, e bom dia a todos.

Operadora:

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