

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao terceiro trimestre de 2015. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, a Sra. Paula Costa Côrte-Real, Diretora Financeira e de Relações com Investidores, o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção e o Sr. Sergio Michelucci, Diretor de Exploração.

Informamos que esse evento está sendo gravado e que todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da Companhia. Em seguida, iniciaremos a sessão de perguntas e respostas, quando instruções adicionais serão fornecidas. Caso algum dos senhores necessite de assistência durante a conferência, queiram, por favor, solicitar a ajuda de um operador digitando *0. O replay desse evento estará disponível logo após o seu encerramento por um período de uma semana.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas de negócios da QGEP, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em crenças e premissas da diretoria da Companhia, bem como em informações atualmente disponíveis. Considerações futuras não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer. Investidores devem compreender que condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais, podem afetar o desempenho futuro da QGEP e podem conduzir a resultados que diferem, materialmente, daqueles expressos em tais considerações futuras.

Agora, gostaríamos de passar a palavra para o CEO da Companhia, o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, que dará início à apresentação. Por favor, Sr. Lincoln, pode prosseguir.

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Obrigado. Bom dia a todos e obrigado por participarem mais uma vez na teleconferência de hoje para analisar os resultados do terceiro trimestre e dos 9 meses de 2015 da QGEP, bem como discutir as realizações recentes e as perspectivas para 2016.

Iniciando com o slide 3, o terceiro trimestre foi um período importante para a QGEP tanto sob a perspectiva estratégica como a operacional. Continuamos a avançar em nossas atividades de exploração, desenvolvimento e na produção.

Pretendo destacar agora as realizações operacionais que mais contribuíram para o desempenho deste trimestre e lançaram as bases para o nosso crescimento contínuo.

Começando com Manati, a capacidade de produção do gás natural retornou ao patamar de 6 milhões m³ por dia e a produção no trimestre atingiu a média de 5,5 milhões m³ por dia, mesmo com a parada de 13 dias que ocorreu no período. Esta parada se deveu à interligação da estação de compressão às facilidades do campo.

Também assinamos um acordo com a Shell Brasil para a venda da produção da nossa parte do óleo do sistema de produção antecipada do Campo de Atlanta.

Seguimos com as operações em Carcará com significativo avanço no conhecimento dessa descoberta. Concluímos a perfuração de 2 poços de extensão que confirmaram a presença de óleo leve e de boa qualidade em reservatórios do pré-sal a norte e a noroeste da descoberta de Carcará.

Reduzimos também o risco do nosso portfólio de ativos com a aquisição de 2 blocos de alto potencial exploratório na Bacia de Sergipe-Alagoas na última Rodada de Licitações da ANP, o que foi, na nossa opinião, uma excelente oportunidade para a Companhia.

Ao mesmo tempo, o nosso EBITDAX superou nossas expectativas ficando em linha com o trimestre anterior mesmo com a parada programada na produção. Vale ressaltar que encerramos o terceiro trimestre com R\$1,4 bilhão em caixa, provendo, assim, os recursos necessários para financiar os investimentos até pelo menos o final de 2016.

Todos estes destaques são resultados direto do trabalho que estamos desenvolvendo ao longo dos últimos anos para agregar valor ao nosso portfólio e diversificar as nossas fontes de receita; parâmetro importante e de crescimento sustentável neste curto, médio e longo prazo.

Vou passar agora a palavra para a Paula, que passará informações adicionais sobre o desempenho financeiro no terceiro trimestre. Por favor, podem prosseguir para o slide 5.

Sra. Paula Côrte-Real: Obrigada, Lincoln. Como vocês sabem, a nossa receita e lucro operacional são provenientes do Campo de Manati, que é um dos maiores campos de gás não associado no Brasil.

Os recursos de Manati são usados para financiar as atividades de desenvolvimento e exploração do nosso portfólio permitindo, assim, avançar na nossa estratégia de ser a maior empresa independente de exploração e produção no Brasil.

Podemos ver no slide 5 que a produção de gás em Manati reduziu 15% neste trimestre para o equivalente a 5 milhões m³ por dia em comparação aos 5,9 milhões m³ por dia que registramos no terceiro trimestre de 2014 e aos 5,7 milhões m³ por dia do segundo trimestre deste ano.

A menor produção é resultado da paralisação de 13 dias ocorrida no início do trimestre para interligar a estação de compressão de gás ao campo.

Na comparação dos primeiros 9 meses do ano, a produção foi 8% menor em relação ao ano passado. Nossa expectativa agora é que a produção para o ano de 2015 seja ligeiramente superior à previsão anterior de 5,5 milhões m³ por dia.

A receita líquida do terceiro trimestre totalizou R\$112 milhões em comparação com R\$126 milhões no mesmo período do ano anterior. Nos 9 meses a receita líquida totalizou R\$366 milhões; 5% inferior aos primeiros 9 meses de 2014.

Vale destacar que a redução na receita foi menor do que a queda na produção em função do reajuste anual de preço do gás de Manati.

A demanda pelo gás de Manati permanece estável refletindo o importante papel do campo no fornecimento de energia para a região nordeste. No entanto, o atual ambiente macroeconômico no Brasil nos leva a prever uma produção média diária de 5,7 milhões de m³ em 2016, que é um pouco inferior à capacidade atual do Campo, de 6 milhões m³ por dia.

Vamos agora para slide 6, que apresenta os nossos resultados financeiros incluindo o fluxo de caixa operacional. Do ponto de vista operacional, nossos resultados foram bastante sólidos com comparações positivas tanto no trimestre como no período de 9 meses.

A receita financeira líquida apresentou forte crescimento, totalizando R\$42 milhões no trimestre e R\$108 milhões no acumulado do ano. Como vocês sabem, a abordagem disciplinada da QGEP inclui a manutenção de uma posição confortável de caixa, assim os recursos que não estão sendo utilizados imediatamente nas operações são investidos tanto em fundos denominados em reais como em fundos cambiais, seguindo a nossa política de *hedging* que contempla de forma parcial nossa exposição ao dólar nos próximos 24 meses.

Tanto a valorização do dólar como o aumento dos juros no Brasil impulsionaram o nosso resultado financeiro. Por outro lado, o dólar mais forte também resulta em um maior valor de imposto de renda e contribuição social, que totalizou R\$66 milhões no trimestre e R\$118 milhões nos 9 meses.

É importante ressaltar que o imposto total a pagar em 2015 será apurado ao final do ano fiscal.

O EBITDAX continua apresentando resiliência, totalizando R\$62 milhões no terceiro trimestre e R\$212 milhões no período de 9 meses. O fluxo de caixa operacional também aumentou para R\$202 milhões no terceiro trimestre e R\$442 milhões nos primeiros 9 meses do ano.

O slide 7 apresenta a abertura dos nossos custos operacionais e das nossas despesas. Os custos operacionais totais apresentaram uma queda de R\$7 milhões no trimestre e de R\$10 milhões no acumulado do ano.

Os custos de depreciação de *royalties* apresentaram forte queda em função da assinatura do aditivo para a venda do gás remanescente do Campo de Manati, que aumenta o valor da reserva já desenvolvida sobre a qual é calculada a depreciação.

Esse decréscimo foi parcialmente compensado pelo aumento nos custos de produção decorrente da entrada em operação da estação de compressão.

Olhando para a frente, estimamos que os custos operacionais adicionais em Manati relacionados à estação de compressão sejam da ordem de \$12 milhões por ano líquidos para a QGEP, a maior parte deles denominados em dólares.

Apesar dos custos mais elevados de produção, esperamos atingir margem média EBITDA de aproximadamente 60% nos próximos anos, refletindo a rentabilidade das nossas operações no campo.

Os gastos exploratórios foram menores tanto no terceiro trimestre como nos 9 meses do ano, totalizando R\$8 milhões e R\$34 milhões respectivamente. Isto reflete a base de comparação mais alta em 2014, já que naquele período houve maior atividade na aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, bem como os custos associados com a devolução da descoberta de Biguá à ANP. Estamos agora avançando com a aquisição de novos dados sísmicos para os blocos na margem equatorial, portanto, a expectativa é que os gastos exploratórios voltem a subir em 2016.

As despesas gerais e administrativas no semestre caíram R\$3 milhões já que tivemos um maior esforço relacionado aos projetos operados pela QGEP e também registramos redução na provisão de participações nos lucros anuais. Daqui para frente esperamos valores em linha com os níveis observados nos 2 primeiros trimestres do ano.

Vamos agora para o slide 8. A QGEP possui uma abordagem disciplinada para investimentos, realizando suas despesas de maneira prudente e mantendo ao mesmo tempo uma forte posição de caixa para suportar suas necessidades futuras.

As decisões relativas a investimentos são definidas pelos consórcios nos diferentes ativos do portfólio e em seguida a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

O Capex para 2015 será de US\$137 milhões com foco sobre o portfólio de exploração incluindo as atividades no Bloco BM-S-8, onde esperamos gastar US\$42 milhões. Além disto, temos um orçamento de US\$35 milhões para o desenvolvimento de Atlanta no B-S-4 e outros US\$25 milhões para o pagamento do bônus de assinatura relacionado aos 2 blocos adquiridos na Bacia de Sergipe-Alagoas, previsto para ocorrer em dezembro.

É importante notar que US\$71 milhões serão desembolsados no quarto trimestre deste ano, este valor cobrirá a totalidade dos pagamentos de bônus referentes aos blocos adquiridos na 13ª Rodada de Licitações, bem como investimentos que serão feitos nas operações em curso na descoberta de Carcará e também gastos relacionados ao Campo de Atlanta.

Para 2016, nosso orçamento de investimentos é de US\$130 milhões. Os principais fatores de redução deste Capex foram: A postergação da perfuração do bloco BM-CAL-12 em função do licenciamento ambiental e a alteração no cronograma do bloco BM-S-8, no qual a perfuração do poço Guanxuma passou para o final de 2016/início de 2017.

Os gastos com BS-4 podem dobrar caso o terceiro poço seja perfurado, atingindo US\$75 milhões, enquanto os gastos relacionados à aquisição de processamento de dados sísmicos da 11ª rodada devem subir para US\$24 milhões.

Passo a palavra de volta ao Lincoln para apresentar as atualizações dos nossos ativos.

Sr. Lincoln: Bem, obrigado Paula. Como a Paula já citou, os efeitos na produção e financeiros com a entrada da estação de compressão de Manati e o prognóstico de produção para 2015 e 2016 irei agora trazer uma visão geral dos demais ativos.

No slide 10 estamos evidenciando como evoluímos com o desenvolvimento do Campo de Atlanta no Bloco BS-4, com os trabalhos de adaptação do FPSO na Holanda, conforme o esperado. A notícia mais recente é que assinamos um contrato com a Shell para vender toda a produção do óleo do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta. O contrato é de 3 anos com a possibilidade de prorrogação por mais um ano, sendo que o óleo será entregue *free on board* (ou FOB) no FPSO com um mecanismo de preço *net back*.

A produção do SPA está prevista para começar no início do segundo semestre de 2016 e durante esta primeira fase o potencial de produção de óleo está estimado em 25.000 barris de óleo por dia com base nos 2 poços de produção que já foram perfurados e equipados com árvore de natal molhada e bombas submersíveis.

No entanto, o consórcio continua considerando a possibilidade de perfurar um terceiro poço de produção, o que aumentaria a produção média de óleo para 30.000 barris equivalentes por dia.

O FPSO Petrojarl 1 terá capacidade para armazenar 180.000 barris de óleo. O investimento total do consórcio para os 3 poços produtores no sistema de produção antecipado são da ordem de US\$733 milhões. Os custos operacionais estão estimados em US\$480.000/dia, sendo a parcela da QGEP correspondente a 30%.

Ressaltamos que recebemos R\$266 milhões em financiamento da FINEP para desenvolver o Campo de Atlanta, levando em conta as inovações tecnológicas aplicadas. Acho que sempre é bom tentar renovar que o Capex total de US\$733 milhões considera a perfuração do terceiro poço, sendo que grande parte destes equipamentos já foram adquiridos.

Passando para o slide 11, vou agora atualizá-los sobre as atividades no Bloco BM-S-8, onde está a descoberta de Carcará.

Nos últimos meses concluímos a perfuração de 2 poços de extensão: Carcará Norte e Carcará Noroeste, ambos localizados a cerca de 5 km do poço pioneiro e destacados no mapa da figura.

Estamos muito satisfeitos com os resultados iniciais que confirmam a continuidade da acumulação de óleo com as mesmas características das já divulgadas, tais como com de um óleo leve de 31 graus API, livre de contaminantes e com características de termo porosidade dos reservatórios bastante equivalentes. Com base nos resultados destas perfurações podemos estimar que a coluna de óleo de Carcará é de pelo menos 530 m.

Começamos um teste de formação em Carcará Norte para avaliar as características do reservatório e sua capacidade de produção. Este é um passo importante no planejamento do desenvolvimento do campo, já que os dados obtidos são de fundamental importância para o dimensionamento da infraestrutura a ser utilizada no desenvolvimento do Campo e, conseqüentemente, o valor do Capex a ser atribuído a essa descoberta. Estas 2 perfurações realizadas no bloco e o subseqüente programa de avaliação, bem como a locação de 2 sondas durante parte do ano demonstram a importância crescente deste ativo para o consórcio.

Ainda no BM-S-8, no prospecto Guanxuma, localizado 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará, está previsto a sua perfuração para o final de 2016 ou talvez início de 2017, conforme a Paula já destacou.

Vamos então para o slide 12, onde se destacam em laranja os 2 novos blocos exploratórios adquiridos na 13ª Rodada de Licitações da ANP agora em outubro passado.

Ambos os blocos estão localizadas em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e entre 80 a 100 quilômetros da costa. A QGEP adquiriu participação de 100% dos 2 blocos pelo valor de R\$100 milhões, correspondente ao bônus mínimo requerido para tais áreas.

É sempre importante destacar que Sergipe-Alagoas é uma tradicional bacia produtora de óleo e gás em terra, em águas rasas e águas profundas. Seis excelentes descobertas em águas ultra profundas estão em fase de avaliação em blocos contíguos aos que adquirimos no último leilão, o que qualifica os nossos blocos, denominados CAL-M-428 e CAL-M-351, como de baixo risco exploratório.

A aquisição desses blocos é um marco importante para a QGEP, pois aumentamos significativamente o potencial de nosso portfólio em condições financeiras extremamente favoráveis, considerando o potencial que estes blocos apresentam.

Sabemos que isto se deve, em parte, ao cenário desafiador da indústria e da economia brasileira. Por outro lado, isto cria oportunidades para que empresas como a QGEP, com foco em Brasil, possam se beneficiar de seu balanço sólido, do *know-how* técnico e de sua experiência como operador.

A aquisição de dados sísmicos para os 2 blocos é estimada entre US\$15 e US\$20 milhões e estamos aguardando a assinatura dos contratos em dezembro deste ano para definirmos os próximos passos para estas áreas.

Destaco na figura que vocês estão vendo os poços perfurados pela Petrobras e seus sócios, onde estão em evidência as 6 descobertas anteriormente citadas.

Agora vamos para o slide 13, que resume a nossa estratégia voltada ao crescimento sustentável da Companhia. As principais forças que impulsionam as atividades da QGEP são o *expertise* técnico e o profundo conhecimento da indústria brasileira de óleo e gás, bem como o comprometimento de nosso time com a excelência operacional.

Nosso modelo de negócios para o crescimento a longo prazo é sustentado por: uma geração de caixa sólida e sustentável, gestão ativa de portfólio, como demonstra a nossa participação no *bid*, e uma gestão financeira disciplinada.

Acreditamos que a QGEP está bem posicionada para enfrentar o cenário atual da indústria de óleo e gás e da economia no Brasil, e continuará a aproveitar oportunidades que agreguem valor para todos os nossos *stakeholders*.

Vamos passar agora para sessão de perguntas e respostas. Operadora, por favor.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: 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. Felipe Santos, JP Morgan.

Sr. Felipe Santos: Oi Lincoln, Paula, bom dia. Tenho, na verdade, 2 dúvidas. Primeiro, você consegue detalhar um pouco mais os passos, os próximos passos para a perfuração e avaliação de Carcará e quando que a gente pode esperar resultado, e se vai ser divulgado o resultado dos volumes, ou expectativa dos volumes do prospecto?

E a segunda pergunta, esta nova base de custos agora ela deve ser recorrente daqui para frente, certo? A gente não deve ter mais mudança na expectativa de custos, e estes custos já consideram esta nova perspectiva de produção menor em Manati? Obrigado.

Sr. Lincoln: Ok Felipe, bom dia, obrigado. Eu vou responder aqui sobre Carcará e depois eu passo para a Paula e para o Danilo para comentar um pouquinho com respeito dos custos de Manati, mas também você já produziu aí um resuminho a respeito do que a gente pensa nisso, tá.

Bom, com Carcará nós continuamos fazendo teste de formação. A Petrobras está fazendo um programa bastante amplo para testar esse poço, além de ter feito várias amostragens laterais, com tudo o que tem direito numa descoberta com esta magnitude para que a gente tenha todos os elementos amanhã para continuarmos fazendo os trabalhos necessários, independente do posicionamento da Petrobras atual com relação a essa descoberta.

Nós estamos no meio deste processo agora do teste, os dados que nós temos visto obviamente ficamos muito felizes com tudo o que já obtivemos, parte destes dados nós já divulgamos a vocês, que foi o término dos poços etc., o aumento desta coluna de óleo – não é necessariamente a coluna de reservatório, é a coluna de óleo – não conseguimos ainda identificar, apesar de termos perfurado mais 2 poços, ainda o potencial contato óleo-água. Tudo isto são aspectos importantes para a definição futura. Por exemplo, quais são? O contato ainda é um ponto em aberto, que sempre é uma coisa boa, mas a produtividade dos poços é um dos elementos mais importantes com vistas à engenharia de produção, à engenharia de reservatório porque esta capacidade de produção é que vai definir o número de poços, é que vai definir o tipo de design de produção que vai ser feito e com consequências muito grandes no Capex, a definição mais precisa de RGO e etc., coisas que são fundamentais.

Nós, como estamos perfurando este poço, e a dependência destes resultados que vão definir o que nós vamos fazer inclusive no próximo ano; ter mais um poço furado vai depender se vai fazer mais um teste ou não, e obviamente se os testes que estão sendo realizados neste poço forem suficientes provavelmente a gente não precisaria novamente testar o outro poço. Mas isto é um ponto em aberto e dependemos dessa situação.

O fato é que a gente espera que para o primeiro semestre de 2016 a gente já tenha agregado valor e dados suficientes para que a gente avance com vocês e, sobretudo dentro do consórcio, para poder, então, dar um pouco mais de informação e qual a consequência destes resultados que nós estamos obtendo com estes 2 poços.

Foi um passo importante, foi um ritmo bastante grande que a Petrobras e o consórcio imprimiu a esta descoberta, durante um certo tempo nós ficamos com 2 sondas trabalhando e depois uma saiu, outra continuou perfurando, outra chegou para fazer o teste, o que demonstra, para nós, vamos dizer assim, uma certa recuperação de o todo o tempo que a gente esperou para ter o *MPD*.

Você lembra que estes 2 anos foram sempre dependentes de ter esta ferramenta, que veio para ficar na perfuração de poços de alta pressão e de grandes profundidades.

Então, a gente espera que já tenha tido um mínimo suficiente para tentar voltar com vocês com alguma coisa mais a respeito.

Sem dúvida a gente pretende, dentro do possível, dentro daquilo que é permitido, fazer algum *disclosure* destes resultados e isto deverá ser discutido ao longo desses próximos meses com o consórcio, mas qualquer coisa que venha, é muito provável (em função do tempo que leva estes testes) que a gente tenha algo mais firme para falar com vocês dos testes no início de 2016.

Sr. Felipe: Ok.

Sra. Paula: Oi Felipe, é Paula. Respondendo sua pergunta sobre Manati: sim, você está certo, estes são os custos que a gente vê para frente.

Quer dizer, o custo operacional de Manati não varia muito com o volume, o que varia com o volume são os *royalties* e participação especial, mas o custo de operação mesmo da planta é basicamente um custo fixo, e aí o que a gente adiciona ter um impacto aqui. Até setembro tinha sido só de um mês e meio da compressão, né, mas daqui para frente a gente tem, então, este custo de compressão, que dá mais ou menos US\$1 milhão por mês líquido para a QGEP.

Este custo tem uma parcela grande denominada em dólares, então, teria mais ou menos uns 70-80% desse valor que é em dólar e o restante é em reais. Lembrando que isto entra dentro da nossa política de *hedge* também e do valor que a gente considera ao fazer a nossa aplicação no fundo cambial, mas quando você for olhar a margem do campo, os números do campo, ele começa a ter alguma influência do câmbio que até então não tinha, era o fluxo de caixa basicamente em reais, aí exceto pela venda do condensado, que era uma parcela menor da nossa receita.

Sr. Felipe: Está ok, ok, maravilha. Obrigado, pessoal.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Diego Mendes, Itaú BBA.

Sr. Diego Mendes: Oi, bom dia a todos. Eu tenho 2 perguntas também. A primeira é relacionada à planta e à definição do terceiro poço.

Se vocês pudessem passar para gente um pouquinho do quê que vocês esperam de geração de caixa durante o período do Sistema Antecipado com este preço de petróleo que a gente está vendo hoje.

E a segunda pergunta, com relação ao BM-J-2 que vocês falaram aí um pouco sobre se o PAD continua ou não, se pudesse ter um pouquinho de *update* no quê que vocês estão olhando para este projeto daqui para frente e se não decidir continuar se seria um valor que seria *bookado* no quarto trimestre deste ano ou no primeiro trimestre do ano que vem. Obrigado.

Sr. Danilo: Bom dia, Diego. Sobre Atlanta, o terceiro poço está contemplado no nosso Capex de 2016, no entanto, a decisão de perfurá-lo será tomada após o início da produção, e basicamente o que irá decidir isto será o preço do óleo vigente à época e os custos de Capex a serem pagos também.

Então, 90% do equipamento já está entregue, a única coisa que está comprada, mas não está entregue é a árvore de natal, que será entregue nos próximos dias. Então, nós estamos completamente prontos para perfurar este poço, ok?

E o cronograma que a gente tem para Atlanta continua para o início do segundo semestre de 2016 para a produção, portanto, tudo conforme o planejado.

Está ok com relação à Atlanta e à geração aí?

Sr. Diego: Mas a minha pergunta é relacionada à geração de caixa com este preço de petróleo porque, assim, tentando fazer uma conta aqui, parece que SPA fica *break even* durante o período que rodar se a gente considerar aí 25.000 barris. Faz sentido?

Sr. Danilo: Sim, o SPA não foi feito para ter um lucro; o SPA, claramente definido, visa coletar dados tanto de reservatório, de superação dos desafios tanto de perfuração como de pré-produção, marcação de preço do óleo a mercado e, portanto, ele não visa o lucro.

No entanto, com o preço de óleo o atual, o custo operacional é facilmente superável e dependendo do desenrolar destes 3 anos podemos, sim, ter algum lucro. No entanto, como este preço se mantendo, realmente, é fácil fazer a conta e concluir que não paga o Capex pago com este preço vigente. Mas temos aí 3 anos mais 2 anos de possível utilização do FPSO Petrojarl.

Sr. Diego: Está ótimo, obrigado.

Sra. Paula: Bom, só como exemplo, se a gente considerar aí um *Brent* de US\$60,00, por exemplo, aí sim a gente já começa a ter uma contribuição importante deste projeto em relação ao EBITDA da Companhia, que são os números que a gente trabalha para o próximo ano.

Então, nossa expectativa é que quando o SPA entrar em produção no segundo semestre do ano que vem, que o *Brent* já tenha se recuperado e esteja aí ao redor de US\$60,00 por barril.

Sr. Diego: Tá.

Sr. Lincoln: Bom, eu acho que você fez uma pergunta também do BM-J-2, né, Diego?

Sr. Diego: Isto.

Sr. Lincoln: No BM-J-2 nós estamos finalizando as avaliações, a gente está no reprocessamento da área, recebemos isto já há cerca de 2 ou 3 meses e estamos em franca avaliação geofísica e geológica a respeito desta área.

A gente espera que até o final do ano a gente tome, então, uma decisão a respeito do BM-J-2. Obviamente o aspecto técnico está prevalecendo porque a nossa dúvida inicial após a perfuração foi com relação ao potencial tamanho que esta área teria e a qualidade dos reservatórios que nós obtivemos.

E é isto que está conduzindo, então, as nossas análises, sem dúvida, e vis-à-vis também a tudo que está ocorrendo no *above ground* aqui, que é preço de óleo e situação econômica do país e etc. Tudo isso nós vamos pôr nas nossas avaliações e a gente espera tomar esta decisão até o fim deste ano, que é o prazo, na verdade, que a gente tem com a agência.

Então, está neste pé e nós estamos, digamos assim, bem avançados nesta análise, só falta, na verdade, correr um pouco para efeitos econômicos e ver estrategicamente como é que a gente considera estas áreas.

É sempre importante a gente destacar que, entre a perfuração do BM-J-2 e os resultados que nós começamos a obter, a Companhia ela evoluiu muito, seja na aquisição de dados de blocos, como foram dos blocos da 11ª rodada, como foi com esta outra rodada.

Então, como mecanismo de gestão ativa de portfólio, a gente vai colocar este resultado vis-à-vis a tudo que nós temos agora para frente. É esta análise estratégica que vai conduzir as nossas ações até provavelmente o mês de dezembro com relação ao BM-J-2, ok?

Sr. Diego: Está ótimo, muito obrigado.

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

Sr. Luiz Carvalho: Boa tarde pessoal, tudo bem? Duas perguntinhas, 2 *follow-ups* rápidos aqui. Primeiro, em relação a Carcará, eu entendi, Lincoln, que realmente vocês ainda estão fazendo teste de formação porque ainda tem algumas coisas para serem definidas no próximo ano.

Queria só saber se vocês têm um *update* sobre como estão as conversas com o pessoal da PPSA em relação ao processo de unitização, se já existe alguma definição de uma solicitação de um poço, vamos dizer, externo à área do bloco da área que vocês não acharam o contato água-óleo nestes poços que vocês furaram, alguma coisa neste sentido?

E a segunda pergunta é um *follow-up* bem rápido, eu acho que até já tinha checado isto, só queria confirmar, em relação ao desconto sobre o óleo de Atlanta. A gente sabe que é um óleo um pouco mais pesado – 14-15 graus API – e queria saber se vocês podem abrir como ficou o desconto neste contrato com a Shell, se foi um desconto fixo ao percentual, ou um mix disto? Obrigado.

Sr. Lincoln: Bom, Luiz, tudo bem contigo? Eu já tinha feito alguns comentários e o nosso pessoal mesmo aqui a respeito das conversas com a PPSA; a Petrobras continua conversando, sim, ativamente com a PPSA a respeito de potencial unitização.

É comum e é notória a ideia de que Carcará sai fora da área e a gente pode dizer que sai fora da área de uma maneira importante, o que muito provavelmente... eu não tenho a prerrogativa e nem tenho procuração do governo e da PPSA para saber o que vai fazer, mas Carcará é aquele tipo de acumulação que hoje muito provavelmente se encaixa naquelas áreas que deverão ir para um futuro *bid* porque ele tem área considerável que está fora. Então, ela iria. E isto tem, de fato, conduzindo as discussões com a PPSA.

Tem sim, nós já fizemos acordos, eles já têm os dados, já foi comentada a necessidade de algum tipo de esforço extra na parte externa do bloco independente do que está se fazendo na parte interna, que já tem dado elementos bastante importantes para a definição disto, mas, sem dúvida, vai ser necessário algum tipo de perfuração lá.

E também está muito claro de que ficar nas condições hoje que nós estamos fica muito difícil que o consórcio assuma algum tipo de Capex para a área fora do bloco. Ou seja, primeiro nós temos que vencer uma série de quesitos que precisam ser discutidos no pré-AIP, né, no pré-acordo de unitização, ou eventualmente até num próprio acordo de unitização.

Está havendo muito movimento liderado pelo próprio IBP juntamente com a PPSA e outros órgãos para que estes problemas da unitização ou pré unitização se resolvam, seja no nível legal, seja no nível normativo.

Então, isto está andando, mas eu posso dizer, assim, em poucas palavras então para você que, sim, é necessária alguma coisa lá fora, mas ela deverá em princípio ser feita após um acordo deste, ou pelo próprio consórcio ou por um outro consórcio que venha a participar de um *bid round*. O fato é que isso está evoluindo.

Unitização é um processo importante dada a magnitude das áreas ainda que estão com o governo do pré-sal. Então, isto está andando e hoje é fundamenta, na nossa opinião, e isto é notório, então, eu me reservo ao direito de comentar, é notório o processo que a Petrobras está fazendo de desinvestimento.

Então, este um ponto que a gente julga muito importante para a própria Petrobras, o processo dela de desenvolvimento, ok?

Muito bem, com relação ao desconto de Atlanta, isto é um ponto que nós estamos vendo. O Danilo destacou muito bem que o SPA, né, o sistema antecipado, é para a gente tirar uma série de dúvidas, sejam operacionais, seja de produtividade, uma série de coisas e outras que nós mesmos estamos fazendo para este Campo, que são novidades na própria indústria para óleo pesado.

Então, o SPA vem para este ponto, e hoje nós agregamos mais um ponto no SPA, que é o marketing deste óleo. Ao fazer quase que em um ano de antecipação um acordo de venda com a Shell (e olha que nós falamos com todos os grandes *traders* do mercado mundial, o consórcio optou pela Shell porque as outras 2 companhias também optaram de fazer um contrato com a Shell para esta venda, o que dá uma garantia muito boa para este marketing já por causa do volume) a Shell vai nos trazer esses valores porque este é um óleo que ainda não tem uma corrente pré especificada e que a gente já sabe que muito provavelmente ele é um óleo que obtém seu melhor valor através de um *blend* e é o que a Shell vai fazer agora.

Este é o tempo que a Shell precisa como *roadshow*, para ter uma perspectiva de mercado, identificação de potenciais compradores, refinarias, mercados como um todo e depois as refinarias que a Shell vai trazer para a gente.

Nós trabalhávamos historicamente e recebemos da própria Shell um desconto que ficou muito gravado para nós aí em torno de 18% do *Brent*, né. O *Brent* estava um pouco mais alto naquela ocasião do que está hoje e a gente acha que nem todo este custo que vão compor o *net back* ele é só devido ao *Brent*, mas têm custos que são fixos e que não têm uma variação tão brusca quanto tem o *Brent* e etc.

Então, nós continuamos trabalhando com valores próximos com estes 18, 20 e 20 e poucos por cento do *Brent*. Mas o real valor disto a gente só vai saber na medida em que a Shell comece a fazer este marketing deste óleo, identificar o potencial mercado e identificar as refinarias.

Lembre-se, a gente tem destacado isto, que a nossa visão nesta identificação e na formação de um mercado para este óleo está visando não os 30.000 barris que a gente pode vir a produzir com os 3 poços, mas está visando a produção do *full development* lá na frente onde, de fato, a gente já precisa estar com uma corrente bem específica a respeito deste óleo.

Então, nós, sim, estamos preparados para fazer alguns testes. É isto que compõe o nosso contrato com a Shell, e estamos plenamente, vamos dizer assim, confortáveis dada a magnitude e o conhecimento que a Shell detém nesse mercado de óleo.

Então, é muito difícil para a gente precisar agora. Além de uma certa confidencialidade que tem (e você reconheceu isto) nestes contratos, a base, na verdade, é a identificação do mercado, em seguida a identificação das refinarias e aí sim é que a gente vai ter um elemento para dizer qual poderá ser o desconto possível para este óleo, está certo?

Mas não deve ficar muito fora disto olhando o que está acontecendo em alguns mercados, como os EUA e etc., que continuam tomando óleo pesado com bastante intensidade, né, malgrado a produção que eles tiveram de óleo leve, o óleo pesado continua na base de 2 milhões de barris/dia para os EUA.

Sr. Luiz: Tá bom, perfeito. Muito obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Bruno Montanari, Morgan Stanley.

Sr. Bruno Montanari: Boa tarde e obrigado por pegar a pergunta. Duas perguntas rápidas. Primeiro é em relação aos custos operacionais em Atlanta. Existe alguma possibilidade de renegociação daquele valor de US\$480.000,00 por dia em linha com o que a gente tem observado na indústria em algumas renegociações?

E a segunda pergunta: Em algum momento vocês mencionaram que o caixa da companhia suporta todos os investimentos até o fim de 2016. A QGEP foi a única empresa a desembolsar recursos mais importantes neste último leilão; isso diminui o apetite da Companhia em potencialmente adquirir ativos da venda pela Petrobras ou por outros vendedores no Brasil? Obrigado.

Sr. Danilo: Bom dia, Bruno. O nosso cálculo de US\$480.000,00 por dia de custo operacional de Atlanta reflete basicamente o grande contrato que é o do FPSO, que a gente não vê pelo menos a curto prazo nenhuma perspectiva de renegociação.

No entanto, outros custos como o parque de apoio e alguns outros itens, como base, realmente eles podem sofrer uma diminuição, mas não colocaria isso hoje como relevante porque são itens que representam em torno de 20% deste custo total e eles podem chegar mesmo a até 50% de desconto ainda.

Como não fechamos esses contratos, existe, sim, a perspectiva de diminuição, mas estamos mantendo este custo de 480, e assim que fecharmos todos os contratos nós poderemos vir a atualizar isto aí. Provavelmente um pouquinho mais baixo, mas por enquanto a gente conserva aí nos US\$480.000.

Sr. Lincoln: Ok, Bruno. Bem, Bruno eu posso dizer que após a 13ª Rodada aí, onde nós fizemos essas aquisições, a Companhia ela até que preencheu uma parte dos nossos requisitos pensando aí em médio e longo prazo.

A gente sempre tem procurado fazer um tipo de ação ao longo da gestão de portfólio para diminuir risco ou aumentar a produção. É sempre diminuir risco do lado da exploração e aumentar a produção, obviamente com a consequente geração de receita na produção.

Esta aquisição veio compor muito bem este primeiro quesito. Estas 2 áreas tem uma perspectiva exploratória muito ampla, muito além inclusive das áreas adquiridas no 13º leilão, que tinha uma outra perspectiva, era um outro contexto naquele momento; 5 anos sem *bid*, o quê que vai acontecer, vai ter ou não vai ter, quando vai ter de novo? Então, nós preferimos ter uma estratégia de distribuir e estar perto das várias bacias que estavam compondo aquele *bid*.

Este foi diferente. Nós conhecemos bem esta área, nós já estávamos estudando esta área há 2 anos e somente estudamos esta área. Então, nós estávamos focados para estar aí em pelo menos um bloco. Decidimos tomar 2 em função de uma janela de oportunidades que surgiu, por "n"

motivos, é difícil avaliar porquê que as demais companhias lá não estiveram, mas nós como Companhia com foco em Brasil não poderíamos deixar passar.

Então, hoje eu diria que isso supre a Companhia com estes requisitos de *risk x reward* que nós temos em relação ao projeto exploratório, nos dá uma margem de negociação muito ampla para o futuro e melhorou inclusive este balanço do custo-benefício do nosso portfólio, porque estas áreas têm toda uma perspectiva de infraestrutura muito melhor que as demais e, portanto, vai nos dar muitos elementos e muitas possibilidades de uma otimização ao longo destes anos no nosso portfólio.

Significa que a gente esgotou o que nós tínhamos? Não. Nós, na verdade, fizemos uma aquisição muito menor do que estava planejado e adquirimos até mais do que esperávamos poder conseguir do nosso planejamento estratégico, e por isto que nós hoje não estamos ativamente buscando nada, mas como nós sempre fizemos – e não só porque nós temos um caixa confortável como nós dissemos para os nossos dispêndios futuros deste e no próximo ano –, mas nós vamos, na medida em que nós melhoramos cada vez mais o nosso portfólio, qualquer bloco, qualquer área, qualquer descoberta que porventura venha, tem que satisfazer este pré-requisito de melhorar ainda mais aquilo que nós temos. Eu posso dizer hoje que, para uma nova oportunidade, este conceito vai ser utilizado.

Capacidade até de investimento a gente tem, mas talvez a gente não precise. Mas nós vamos estar sempre atentos ao que está acontecendo e sem dúvida a Petrobras está neste processo e a gente está olhando.

Mas eu digo para você que hoje nós estamos bastante confortáveis, pelo menos com o médio e o longo prazo. O curto é algo que nós vamos ver e aí os aspectos táticos na nossa operação em Atlanta, da potencial operação em outras áreas podem até prevalecer, como uma forma de a gente otimizar Opex, mas vai ter que ter uma área que tenha realmente interesse e que tenha um tipo de desembolso que esteja dentro do bolso da Companhia, não só na aquisição, mas, sobretudo, para o futuro desenvolvimento. E isso a gente não abre mão.

Sr. Bruno: Perfeito, muito obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Vicente Falanga, Bank of America.

Sr. Vicente Falanga: Oi, boa tarde Lincoln, Paula e Danilo. Também tinha 2 perguntas rápidas aqui. Primeiro, em relação aos blocos que vocês ganharam em Sergipe e voltando, vocês esperam que sejam de perfil mais de óleo ou gasoso?

Me corrijam se eu estiver errado, mas, pelo o que a gente escuta, as acumulações da Petrobras lá são bastante gasosas e, se este for o caso, como que vocês esperam no futuro dar vazão a este gás; seria aproveitando aí eventualmente uma infraestrutura que a Petrobras venha a desenvolver lá?

Segundo, só para bater direitinho, voltando de novo, sendo chato, aqui nos US\$480.000,00 por dia, isso já inclui eu imagino *daily rate*, custo de serviço, pelo que vocês comentaram. Tem alguma coisa de imposto aqui ou *offloading* – eu imagino que não –? Obrigado.

Sr. Sérgio: Vicente, é o Michelucci quem está falando. A nossa expectativa com relação a estes blocos lá na Bacia de Sergipe-Alagoas é que as descobertas de lá sejam de óleo, preferencialmente de óleo.

É uma região onde tem um RGO alto, né, em função da qualidade do óleo, que é um óleo de excelente qualidade, bastante leve, então, sempre associado a estas acumulações de óleo leve tem bastante gás associado.

E com relação a esta questão da presença, então, dessa quantidade maior de gás associado, o que se espera na área é que haja uma sinergia entre as descobertas que nós fizemos nos nossos blocos com a infraestrutura de escoamento do gás que a Petrobras e seus parceiros vão ter que

implantar na região para botar em produção as descobertas, as 6 descobertas, que já em lá feitas atualmente.

Sr. Vicente: Certo.

Sr. Danilo: Ok Vicente, quanto aos US\$480.000,00, nestes estão incluídos todos os custos operacionais, mas não está incluído aí o custo de *royalties*. Já está incluído também o custo de *offloading*, tá. Tudo computado.

Sr. Vicente: Ok, então não tem nenhum imposto, nem *royalties* nem participação especial então, né?

Sr. Lincoln: É, participação especial nós não pagaremos neste SPA, não atingimos o volume necessário e, portanto, faltam somente os *royalties* aí.

Sr. Vicente: Ótimo, muito claro, gente. Obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Felipe Santos, JP Morgan.

Sr. Felipe: Oi pessoal, deixa eu voltar com 2 perguntas rápidas. A primeira: dado o caixa de vocês, eu sei que vocês têm uns *commitments* de Capex para fazer ano que vem e etc., mas vocês consideram distribuir um pedaço disso como dividendos este ano?

E a segunda pergunta: vocês mencionam no *release* que vocês têm um valor de 300 e poucos milhões em relação à Jequitinhonha que teria que ser decidido até o final do ano. Caso seja decidido por devolver o bloco, este seria o valor da baixa contábil? Obrigado.

Sra. Paula: Oi Felipe, vou responder isso de trás para frente. Primeiro, sim, este é o valor da baixa contábil. Então, se gente fosse devolver o bloco este ano a baixa contábil seria de R\$330 milhões mais ou menos.

E sobre dividendo, você levantou um ponto que tem um impacto importante no nosso resultado, que é a devolução ou não do BM-J-2, mas, enfim, acho que a Companhia tendo resultado e tendo reserva para distribuir dividendos a intenção é que a gente siga a nossa política de dividendos divulgada no final do ano passado.

Sr. Felipe: Ok, obrigado.

Sra. Paula: De nada.

Operadora: Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

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

Sr. Lincoln: Eu gostaria mais uma vez de agradecer a todos vocês por estarem conosco hoje aqui e eu espero que a gente tenha feito um progresso com vocês, não só nas nossas atividades, mas no entendimento dos nossos dados, no entendimento de nossa estratégia e, na verdade, dividir com vocês todo esse potencial que a gente está vendo para esta Companhia.

E malgrado todos os desafios que estamos enfrentando, a gente crê, sim, que isto é um *spike* no tempo, estas coisas passam e nós sempre vamos estar pensando no presente, mas também tentando formatar o futuro.

E eu não posso deixar de renovar o convite para vocês para a nossa apresentação na APIMEC no dia 24 de novembro, onde a gente poderá, então, discutir um pouco mais estes assuntos e, quem sabe, a gente já tenha um pouco mais informações para vocês de tudo isso que está andando no momento.

Eu conto com a presença de todos vocês lá e, mais uma vez, em nome de toda a gerência que está aqui, de toda a diretoria, pela presença e o interesse de vocês. Um abraço e continuamos à disposição através do nosso Relações com Investidores. Um abraço, bom dia a todos.

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