

**Operadora:** Bom-dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP** para discussão dos resultados referentes ao **Terceiro Trimestre de 2017**.

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. José Milton Mendes, Superintendente 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.

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 Guardado:** Bom-dia a todos e muito obrigado por participarem da teleconferência de divulgação de resultados do terceiro trimestre e do acumulado do ano de 2017.

Estes últimos meses foram bastante ativos e produtivos para a QGEP. Realizamos diversas iniciativas estratégicas e estamos reportando resultados financeiros melhores e nos posicionando para entregar sólidos resultados no ano de 2017.

Vamos, então, começar com os principais destaques do terceiro trimestre a partir do slide 2. Em primeiro lugar, destacamos que a produção média diária de gás do Campo de Manati aumentou em relação ao mesmo período do ano passado e principalmente na comparação com o trimestre anterior, contribuindo para o sólido crescimento da receita da QGEP.

Em segundo, destacamos com relação às atividades de desenvolvimento na produção do Campo de Atlanta e confirmamos nossas expectativas que o primeiro óleo será produzido no primeiro trimestre de 2018.

Em agosto deste ano, o FPSO Petrojarl I deixou o estaleiro na Holanda para realizar as atividades de comissionamento, comissionamento da planta, sobretudo, na Noruega, e deverá chegar no Brasil no final deste ano.

Em terceiro, concluímos com êxito nossa estratégia de *farm out* nos dois blocos onde detínhamos 100% de participação na prospectiva Bacia de Sergipe-Alagoas, que adquirimos na 13ª rodada de licitações da ANP.

Ainda em conjunto com os novos sócios, a ExxonMobil e a Murphy, adquirimos mais dois blocos adjacentes a estes dois blocos que já havíamos adquirido nesta mesma bacia, e ofertados na 14ª rodada de licitações da ANP no final de setembro.

Finalmente, encerramos o terceiro trimestre com sólida posição financeira, posição que, esperamos, será ainda maior quando recebermos o primeiro pagamento da Statoil, de cerca de US\$ 189 milhões pela nossa participação na venda do bloco BM-S-8, o que deve ocorrer antes do final deste ano.

Bom, estes foram alguns *highlights*, nós voltaremos em seguida e agora vou passar a palavra para nossa CFO, a Paula Costa, que vai analisar em maior detalhe nossos resultados operacionais e financeiros. Paula, por favor.

**Sra. Paula Costa Côte-Real:** Obrigada, Lincoln, e obrigada a todos por estarem aqui conosco hoje. O nosso sólido desempenho operacional aliado a medidas adotadas nos últimos meses como a renegociação de contratos e otimização de custos continuam fortalecendo nossa posição financeira.

No terceiro trimestre, registramos aumento da produção tanto na comparação em relação ao mesmo período do ano anterior quanto do período imediatamente anterior, expandimos margens e melhoramos nossa rentabilidade operacional. Ao mesmo tempo, geramos fluxo de caixa significativo e encerramos o trimestre com um caixa da ordem de R\$ 1,5 bilhão.

Como o Lincoln acabou de mencionar, nossa posição de caixa será ainda mais fortalecida com os recursos provenientes da venda do bloco BM-S-8 para Statoil e, no início de 2018, com os pagamentos resultantes dos acordos que *farm out* de participação nos blocos de Sergipe-Alagoas.

Vamos, então, detalhar os resultados do trimestre no slide 3. Nosso ativo produtor é o Campo de Manati, cuja produção média diária de gás foi de 5,3 milhões de m<sup>3</sup> no terceiro trimestre; o maior nível alcançado em 2017, um aumento de 19% em relação ao terceiro trimestre de 2016 e 18% em comparação com o segundo trimestre deste ano.

Passando para o slide 4, a receita no terceiro trimestre cresceu a um ritmo mais acelerado do que a produção, em grande parte devido ao contrato vigente que prevê reajuste anual de preços pela inflação no Brasil. Este reajuste ocorreu no início do ano.

Ao longo do segundo trimestre ocorreram serviços de reparo em uma linha de produção danificada, o que reduziu temporariamente a nossa capacidade total. O reparo deve ser concluído ainda este mês e nossa expectativa é de que a capacidade de produção retorne a níveis próximos a 6 milhões m<sup>3</sup> por dia.

Vamos agora falar sobre custos no slide 5. Durante o trimestre, os custos operacionais totais registraram uma alta de 3% em comparação ao terceiro trimestre de 2016, principalmente devido a maiores despesas de depreciação e amortização e de royalties, refletindo um aumento da produção.

Os custos de manutenção, que haviam sido os fatores determinantes para o aumento dos custos em 2016, desaceleraram com a conclusão dos serviços de pintura e manutenção

da plataforma de Manati. No entanto, neste trimestre, incorremos em despesas adicionais de R\$ 4 milhões para reparo de uma das linhas de produção danificada, conforme já mencionado. Até hoje, já gastamos R\$ 8 milhões com este reparo e o custo total está estimado em US\$15 milhões, sendo que a nossa participação é de 45%, ou seja, um total de aproximadamente R\$ 21 milhões.

No slide 6 vemos que o efetivo controle de custos faz parte do nosso DNA. No trimestre, as despesas gerais e administrativas totalizaram R\$ 12 milhões; uma queda de 13% em relação ao mesmo período do ano anterior. Parte desta redução deveu-se à menor alocação de despesas com o plano de opções de ação, já que a companhia optou por não fazer nova outorga em 2017. Outro fator que contribuiu para esta queda foi a otimização nas despesas com pessoal.

Os gastos exploratórios foram de R\$6 milhões no terceiro trimestre, estáveis na comparação com mesmo período do ano anterior, porém, mais de 50% inferiores ao segundo trimestre deste ano. Durante o terceiro trimestre, não houve aquisição de sísmica.

Vamos agora falar sobre a nossa rentabilidade no slide 7. Com o aumento da produção da ordem de 19% em relação ao mesmo período do ano passado e com apenas 3% de aumento nos custos operacionais, o Ebitdax registrou crescimento de 65% em relação ao mesmo período do ano anterior, atingindo uma margem de 56% no trimestre.

Em relação ao trimestre anterior, o aumento foi semelhante, principalmente em função da maior produção e dos menores gastos exploratórios. Com isto, o lucro líquido no terceiro trimestre foi de R\$ 61 milhões em comparação com os R\$ 63 milhões registrados no terceiro trimestre de 2016.

O crescimento da receita no trimestre atual foi parcialmente compensado por um menor resultado financeiro em função da apreciação do dólar e da queda nas taxas de juros no Brasil. Neste terceiro trimestre, optamos por encerrar nosso fundo cambial, considerando que os recebíveis que temos da Statoil em função da venda do bloco BM-S-8 estão denominados em dólares.

Passando para o slide 8, o CAPEX realizado no terceiro trimestre de 2017 foi de US\$6 milhões, sendo US\$3 milhões dispendidos no desenvolvimento do Campo de Atlanta. Até 30 de setembro, o CAPEX totalizou US\$21 milhões com a maior parte dos recursos sendo utilizada também em Atlanta.

Neste slide, apresentamos o detalhamento de nosso CAPEX para 2017 e 2018. Para o ano de 2017, a QGEP usou um CAPEX de US\$ 50 milhões, mais uma vez o Campo de Atlanta representará a maior parte do nosso CAPEX, por volta de US\$ 26 milhões. Os recursos remanescentes estão destinados para atividades exploratórias e aquisição de dados sísmicos.

Os dispêndios com dados sísmicos este ano estão estimados em US\$ 14 milhões, dos quais US\$ 1,5 milhão será reembolsado como parte dos nossos acordos de *farm out*. Este valor inclui US\$ 10 milhões em bônus de assinatura dispendidos nos blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas adquiridos na última rodada de licitação da ANP.

Para 2018, a companhia está projetando um aumento de 15% na CAPEX, totalizando US\$ 57 milhões, o que inclui a previsão de perfuração de um terceiro poço no Campo de Atlanta e a aquisição de sísmica para os blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Concluindo, as diversas ações que adotamos ao longo deste ano efetivamente fortaleceram nossa posição financeira e proporcionaram flexibilidade com relação às nossas estratégias de crescimento e alocação de capital.

Passo agora a palavra de volta ao Lincoln para ele fazer suas observações, e em seguida iniciaremos a sessão de perguntas e respostas.

**Sr. Lincoln:** Obrigado, Paula. Vamos agora para o slide 9, onde atualizaremos vocês sobre as nossas atividades operacionais.

No terceiro trimestre, observamos um aumento significativo na nossa produção média diária de gás em Manati, que alcançou 5,3 milhões m<sup>3</sup>, consideravelmente acima do mesmo período de 2016, e também do segundo trimestre deste ano.

As condições de clima seco na região Nordeste impactaram de forma significativa a capacidade de geração das usinas hidrelétricas, o que resultou num aumento do despacho das usinas termelétricas.

Esta situação segue prevalecendo em outubro, e, com base no cenário atual, podemos reafirmar nossa estimativa de uma produção média diária de 4,9 milhões m<sup>3</sup> de gás para o ano de 2017. Para 2018, nossa projeção inicial é de produção média diária de 5,1 milhões m<sup>3</sup> por dia, já considerando a continuidade do período de seca no Nordeste para o ano seguinte.

Conforme já mencionado, estimamos o início da produção no Campo de Atlanta no primeiro trimestre de 2018, e nossa produção de óleo de aproximadamente 20.000 barris/dia em 2018 por meio de dois poços. O óleo a ser produzido no Sistema de Produção Antecipada neste campo será comercializado pela Shell e esperamos atualmente um desconto menor relativo ao Brent, em função da menor disponibilidade de óleo pesado no mercado, sobretudo, no mercado americano.

O contrato com a Teekay Offshore anunciado em julho reduziu os custos operacionais de produção nos primeiros 18 meses de operação para um total de US\$ 410.000 por dia. Vale ressaltar que a produção proveniente de Atlanta contribuirá positivamente ao nosso fluxo de caixa operacional em 2018.

Além disso, o nosso portfólio exploratório também passou por diversas mudanças. Primeiro, vou comentar sobre os blocos adquiridos na 11ª rodada de licitações da ANP. Todos os dados sísmicos para os blocos da Bacia de Foz do Amazonas, Ceará e Espírito Santo já foram adquiridos. A QGEP está também analisando os dados sísmicos finais da Bacia do Pará-Maranhão para a definição do potencial exploratório desta área.

No primeiro semestre de 2018, a companhia planeja reiniciar os processos de *farm out* para suas concessões nas Bacias de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, nos quais detemos participação de 100%, como é sabido pelo mercado.

Com relação ao processo de *farm out* dos blocos SEAL-351 e SEAL-428, considero que a QGEP foi muito bem-sucedida. A decisão de entrada na 13ª rodada em 2015 nesta bacia se provou correta, sendo corroborada pelo êxito do *farm out* e pela qualidade das empresas que hoje formam o consórcio, já que assinamos 2 acordos, um com a ExxonMobil, que será a nova operadora da área, e outro com a Murphy Oil, que adquiriram participação de 50 e 20% respectivamente.

As duas empresas também reembolsaram a QGEP com 70% dos R\$ 100 milhões gastos em bônus de assinatura pagos quando da aquisição dos blocos, entre outras remunerações.

Mais importante que o acordo financeiro é o benefício estratégico desta parceria com estas duas grandes companhias, pois isso nos dá a confiança de que estaremos utilizando as mais avançadas técnicas quando perfurarmos na Bacia de Sergipe-Alagoas. Além disso, nos possibilitará potenciais parcerias em outras áreas caso estas companhias desejem aumentar sua presença no setor brasileiro de óleo e gás. Como, aliás, vimos na segunda e terceira licitação da área de partilha.

Como consequência desta negociação, aumentamos a nossa presença na Bacia de Sergipe-Alagoas adquirindo dois blocos ofertados na 14ª rodada de licitações da ANP. Esses blocos são adjacentes aos dois primeiros blocos, e a QGEP terá participação de 30%, e detém também o mesmo grau de competitividade e de exploração que os outros dois blocos adquiridos anteriormente pela QGEP e *farm outados* recentemente.

Com relação ao bloco CAL-372 na Bacia de Camamu, no qual detemos participação de 20%, não há novidades. Seguimos aguardando a licença ambiental do IBAMA, que poderá ser expedida em 2018.

Seguindo para o slide 10, vocês podem notar que os ativos exploratórios da QGEP estão localizados nas principais bacias produtoras brasileiras que apresentam de baixo a médio risco, ou em áreas de fronteira onde se espera um grande esforço exploratório neste curto prazo. A questão ainda a ser resolvida para os blocos da margem equatorial, notadamente Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Ceará, se referem à licença de perfuração, ainda pendente para todas estas bacias e todas as empresas que ali que fizeram uma opção de compra assim como nós.

Esperamos que ainda este ano, ou no mais tardar no próximo ano, tenhamos um avanço nestas licenças que possibilitarão o início da perfuração nestas áreas.

O slide 11 resume o que considero os pontos mais relevantes a respeito do terceiro trimestre e dos 9 meses deste ano, já que estamos prestes a encerrar o ano de 2017. Primeiro, o cenário regulatório para o setor brasileiro de óleo e gás continua mostrando avanços contínuos, ainda que haja espaço para melhora no curto prazo. Embora esta mudança não seja tão rápida como gostaríamos, acreditamos que as medidas adotadas estão na direção correta, ficando evidente que as empresas globais de óleo e gás estão cada vez mais interessadas em investir no Brasil.

Um exemplo marcante disto é o resultado das últimas licitações, não só pelos novos atores, mas também pelos bônus ofertados e percentuais de óleo/lucro oferecidos ao governo nos *bids* de partilha.

Os resultados acumulados até setembro de 2017 pela QGEP indicam um ano de sólidos avanços, com receita e Ebitdax superiores aos níveis observados no ano passado. Ao mesmo tempo, as principais decisões estratégicas adotadas em 2017 juntamente com os melhores níveis de produção, fortaleceram consideravelmente nossa posição financeira.

A produção do Campo de Manati deverá crescer em 2018 e o Campo de Atlanta deverá iniciar a produção no primeiro trimestre do ano. A venda de nossa participação de 10% no bloco BM-S-8 para a Statoil trará US\$ 189 milhões até o final deste ano ao nosso caixa, aumentando significativamente a nossa posição e reduzindo nossos compromissos de capital no curto e médio prazo.

Isto nos proporciona uma extraordinária flexibilidade financeira e várias oportunidades de alocação de capital, tanto do ponto de vista dos investimentos em ativos atraentes como da potencial distribuição de dividendos, que estamos analisando. Estamos muito otimistas com relação à prospecção de nossos ativos exploratórios da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Em resumo, estamos estimando um sólido encerramento de 2017 e um ano de grandes avanços e promissor para 2018. Seguimos confiantes que a QGEP está bem posicionada para o crescimento no curto e no longo prazo.

Finalizando, no slide 12, ressaltamos nossas vantagens estratégicas. Somos uma companhia com sólida capacidade operacional e financeira, nos diferenciamos pela relevante competência técnica interna e seguimos com uma estratégia de contínua otimização do nosso portfólio para evoluir a nossa base de ativos e futuras parcerias e devolvermos aos nossos *bondholders* esta crença e a confiança depositada em nós.

Com isso, encerro nossa apresentação e estamos à disposição para a sessão de perguntas e respostas. Muito obrigado. 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.

A nossa primeira pergunta vem de Gustavo Alevato, Santander.

**Sr. Gustavo:** Bom-dia, Lincoln, bom-dia, Paula. Eu tenho duas perguntinhas rápidas. Primeira relacionada ao pagamento da Statoil relacionado à venda de Carcará. Vocês falaram que esperam receber até o final do ano. O quê que está impedindo, o quê que precisa ser concluído para que este pagamento seja concluído?

E, nesta linha, se a gente poderia esperar pagamento de dividendo ainda em 2017 ou começo de 2018, e, dada a posição sólida de caixa de vocês, vocês poderiam estar já pagando o valor adicional da segunda parcela ou vocês esperariam o pagamento de fato da segunda parcela?

E minha segunda pergunta está relacionado aos *farm outs*. A gente viu vocês reduzindo a participação em Sergipe-Alagoas, nos blocos adquiridos na 13ª rodada, queria entender se vocês continuam buscando *farm outs* adicionais ou, no caso, estes dois eram os principais que vocês tinham oportunidade e de fato poderia acontecer alguma coisa. Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Positivo, Gustavo. Com relação ao pagamento e às dependências aí na segunda parcela, a Paula vai responder para você, e com relação ao *farm out* o Mendes aqui vai te dar os detalhes, tá bom.

**Sra. Paula:** Bom-dia, Gustavo. Bom, respondendo a sua pergunta, a primeira parcela do pagamento da Statoil, que corresponde a UR\$ 189 milhões, 50% do preço, ele está atrelado à aprovação da ANP para transferência de titularidade da concessão da QGEP para a Statoil. Então, a gente imagina que esta aprovação deva ocorrer aí nos

próximos... talvez ainda este mês ou no mês que vem, e aí em seguida, então, ocorreria o pagamento por parte da Statoil. Daí a nossa premissa de que este pagamento ocorreria até o final do ano.

A segunda parcela, que são 12% do total do valor, ela está associada à assinatura do contrato de partilha na área externa de Carcará, cujo *bid* já aconteceu no final do mês passado, a Statoil é a operadora do consórcio vencedor e aí você tem um prazo para a assinatura deste contrato, e aí na sequência você tem mais um prazo para o pagamento dessa segunda parcela, e por esta razão a gente está estimando ainda para o primeiro trimestre de 2018.

Com relação ao cronograma de pagamento de dividendos, ele não está diretamente associado a estes eventos de pagamentos da Statoil. A gente, de fato, como a gente vem comunicando o mercado, a gente está revendo o nosso planejamento interno, recentemente a gente fez alguns movimentos também importantes no nosso portfólio, novos ativos, novas parcerias, e a gente imagina que área de Sergipe-Alagoas vai ter aí um cronograma de investimento mais acelerado por parte do operador dado a prioridade com a área e a prospectividade desta região, então a gente está analisando aqui os nossos números para identificar esse valor de excesso de caixa e, então, eventualmente anunciar valor e data para isto.

Mas não há esta vinculação direta com as datas de recebimento da Statoil.

Vou passar para o Mendes para comentar um pouco do processo de *farm out*.

**S. José Milton Mendes:** Bom-dia, Gustavo. Como o Lincoln já comentou, em relação a Sergipe, e a gente teve um resultado muito positivo em relação aos blocos que nós detínhamos 100% da 13ª rodada, a gente formou uma parceria muito forte com a Exxon e com a Murphy, em função disso nós avançamos ainda mais na Bacia de Sergipe-Alagoas, todo mundo no mercado sabe do potencial da Bacia de Sergipe-Alagoas. Mas o trabalho não está completo, a parte do *farm out* fica ainda pendente das áreas de Foz e PAMA.

Foz já temos mais ou menos terminada a avaliação, PAMA nós estamos com o trabalho em finalização do resultado do 3D da área, é uma área que demanda muito trabalho em relação à avaliação de atributos. A área de PAMA, na nossa opinião, é uma área que é uma das melhores áreas do pós-sal do Brasil, provavelmente a melhor área fora Sergipe-Alagoas, e a gente está muito otimista em ter esse trabalho já iniciando até o primeiro semestre do ano que vem e também de obter boas parcerias para continuar com os trabalhos exploratórios nestas áreas de Foz e PAMA.

**Operadora:** Com licença, a próxima pergunta vem de Luiz Carvalho, UBS.

**Sr. Luiz:** Olá Paula, tudo bem? Eu queria voltar, pessoal, na questão de dividendos. Olhando a precificação da ação de vocês e a quantidade de caixa que vocês têm hoje, de *net cash*, e possivelmente o que vocês teriam a receber em função dos *deals* de Carcará e possivelmente até dos *farm outs*, a gente percebe o que o papel ele basicamente precifica o caixa de vocês olhando neste sentido, né, e talvez esteja muito pouco precificado o resto dos ativos, talvez a geração de caixa de Atlanta ou a geração de Manati, e a nossa visibilidade, pelo menos as nossas conversas com investidores, é que hoje, com o petróleo com a volatilidade que tem, ninguém quer pagar por atividade exploratória, ninguém quer pagar por atividade de desinvestimento pelo menos olhando no *equity*, vamos dizer assim.

E aí, eu queria entender, no processo decisório que vocês de definição de um pagamento de dividendos, quão importante é, vamos dizer assim, a reação do preço da ação? Porque a minha pergunta ela vai muito no sentido de se vocês, vamos dizer assim, alocarem uma quantidade significativa de recursos para projetos exploratórios, possivelmente o mercado não vai pagar por isto, pelo menos no curto prazo. Ao passo que talvez, vamos dizer assim, remunerar um investidor mais no curto prazo em detrimento talvez até de uma visibilidade de um pouco mais longo prazo, tem uma reação positiva.

Eu queria entender como no processo decisório de vocês isto, vamos dizer assim, impacta ou não. É minha única pergunta. Obrigado.

**Sra. Paula:** Oi Luiz, é Paula falando. Bom, na verdade, nosso *driver* de decisão é, sem dúvida, para a gente é importante remunerar o investidor, eu acho que uma combinação das duas coisas: remunerar o investidor e entender um pouco da longevidade da companhia também. Então, a gente precisa ter este horizonte de crescimento, a gente precisa capturar as oportunidades até para que esta remuneração, esta rentabilidade para o investidor ela aconteça não apenas pontualmente neste momento, mas também no longo prazo da companhia.

Então, a gente vai sim olhar o nosso portfólio, vai olhar a nossa capacidade e as nossas oportunidades de investimentos, sem dúvida nenhuma não vai... a gente vai considerar também a financiabilidade da companhia no longo prazo, então isto não pode atrapalhar a financiabilidade da companhia no longo prazo.

Agora o racional para a distribuição deste dividendo é que a gente, após a venda da Statoil, identificou sem dúvida nenhuma um excesso de caixa dentro da companhia, e aí para este excesso de caixa, sim, a gente entende que o investidor ele consegue remunerar melhor este caixa do que a própria companhia, dado que isto não é o nosso *business*.

Então, uma vez equacionadas as oportunidades que estão no radar, uma vez equacionado o nosso portfólio, a ideia é que esse excesso de caixa seja distribuído para os investidores porque a gente imagina que desta forma a gente vai gerar valor para cada um dos investidores, mas sem deixar de olhar também a longo prazo também.

**Sr. Luiz:** Lógico. Não, lógico, faz total sentido. E aí, nesta linha, só fazendo *follow-up* rápido, olhando de novo o *net cash* de vocês, o *CAPEX commitment* que vocês têm, vamos dizer assim, e colocando adicionalmente a isto o caixa que vai entrar, muito provavelmente você vai continuar com excesso de caixa mesmo com os projetos que você tem no *pipeline*.

Então, seria justo, ouvindo sua fala, imaginar que deve muito provavelmente... você não pode garantir, mas muito provavelmente existiria um pagamento de dividendos, o que vocês estão agora, vamos dizer assim, estudando é o tamanho disto. Seria isto?

**Sra. Paula:** É, a gente imagina que sim, que vá acontecer o pagamento do dividendo. O que a gente está agora fazendo é dimensionando isto de acordo aí com o planejamento estratégico da companhia, que está sendo revisado dado os últimos movimentos que foram feitos: a venda de Carcará, a compra de mais dois blocos em Sergipe-Alagoas, a parceria com Exxon, Sergipe-Alagoas é uma área que a gente tem grandes chances de ter descobertas e com isto o capital intensivo aí para desenvolvimento, Atlanta a gente também vai ter necessidade de caixa para o desenvolvimento do definitivo, além ainda do terceiro poço para o sistema de produção antecipado. Então, eu acho que tem alguns eventos aí para consumir uma parte deste caixa.



Agora, foi o que eu coloquei no início, mesmo com estes eventos, a gente já identificou que há um excesso de caixa e para este excesso de caixa a gente imagina que os investidores consigam remunerar melhor do que a companhia.

**Sr. Luiz:** Justo, justo. E aí, só mais um *follow-up*. Algum *timeline* para isto? Resultado do quarto tri, primeiro tri? Quando é que a gente pode esperar alguma coisa neste sentido, uma definição deste *pipeline* de vocês?

**Sra. Paula:** Ainda não tenho *timeline* para isto, Luiz, ainda não tem uma data nem para o pagamento de dividendos e nem para um eventual anúncio. Então, eu não sei te dizer. Acho que é um dever de casa que ainda está em andamento.

**Sr. Luiz:** Legal, perfeito. Obrigado. Abraço, pessoal.

**Operadora:** A próxima pergunta vem de Fernanda Cunha, Citibank.

**Sra. Fernanda:** Bom-dia a todos. Eu tenho duas perguntas. Uma é com relação a esta notícia que saiu no mês passado de que a Dommo iria vender 30% de Atlanta para a Azibras, pelo menos até a última informação que a gente tem aqui disponível é que isto ainda está sendo negociado com os sócios.

Você podia comentar um pouco como está sendo esta negociação e se possivelmente vocês vão ter direito aí de preferência neste valor do CAPEX que a OGX está devendo para o consórcio e se isto será corrigido pela inflação dos últimos meses?

E o segundo, eu queria saber se este aumento de produção para 2018 de Manati que vai sair de 4,9 para 5,1 isto se deve simplesmente ao despacho de termelétricas ou, na verdade, vamos dizer assim, a demanda talvez de termelétricas talvez seja até maior dentro destes 5,1. Obrigado.

**Sr. Lincoln:** Fernanda, obrigado. Sem dúvida houve esta notícia, ela é real e quanto ao interesse da Azibras de adquirir 30% de participação da OGX, atual do Dommo, né, se manteria com 10%. Isto é verdade, a gente sabe que é verdade porque nós fizemos as apresentações para a OGX, tudo foi conduzida em termos técnicos pela gente e os aspectos comerciais é que estão sendo discutidos com a Dommo.

Agora isto é algo que está em progresso, nós não temos ainda notícia de nenhuma negociação que seja *binding* pelas companhias, nós estamos acompanhando aquilo que é possível acompanhar e, sem dúvida nenhuma, isto também deverá ter que satisfazer alguns requisitos dos demais sócios, no caso a QGEP e a Barra com relação ao pagamento do *default*, que hoje está em cerca de 97 milhões, evoluiu neste último mês, onde estas negociações avançaram lá, estava em 71, mas os *cash calls* continuam aparecendo, e este valor está em 97 milhões.

Então, as decisões estão indo nesta circunstância. Aparentemente há um valor acertado, "aparentemente", e que ele deve satisfazer as condições dos nossos quanto ao pagamento destes valores e as garantias associadas à aquisição que a Azibras está fazendo.

Com relação à correção, sim, o JOA nosso prevê uma correção... juro, na verdade, para os montantes em *default* e uma multa também. Estes valores estão incorporados a este montante de R\$ 97 milhões, e que obviamente tende, à medida que o tempo passe,

tende a crescer, e a gente espera que isto realmente progrida, porque é necessário que progride um pouquinho mais rápido do que nós temos observado.

Com relação a Manati, eu passo para Danilo aqui para te dar estes fundamentos, mas basicamente é isto aí. Mas ele vai te falar um pouco mais.

**Sr. Danilo Oliveira:** Bom-dia, Fernanda. A nossa estimativa da produção do Campo de Manati ela sempre parte de duas bases: a primeira é a nossa capacidade de produção; e a segunda é a perspectiva de demanda para o ano futuro. Nós vimos em 2016 e 2017 uma demanda muito baixa em face da recessão, demanda industrial é praticamente nula, e o que puxa mesmo hoje são as térmicas em face do baixo nível dos reservatórios das geradoras hidrelétricas.

Então, o que é que nós estamos considerando para o ano que vem? Nós estamos considerando Manati com *full capacity* já que o poço que está com dano na linha, vai ser concluído o reparo ainda este mês, o campo volta ao *full capacity*, e acompanhamos também as perspectivas do ano que vem em relação à seca no Nordeste, então estamos prevendo pelo menos meio ano de demanda completa. E, caso haja uma manutenção desta demanda, a gente pode revisar o nosso *forecast* para o ano.

Então, a gente está baseado em 5,1, baseado em forte demanda no primeiro semestre do ano que vem.

**Sra. Fernanda:** Se me permite um *follow-up*, se eu considerar, então, que a demanda no primeiro semestre foi mais ou menos igual agora no terceiro tri, a gente está falando que na média, assim, a produção seria em torno de 4,9 que nem foi este ano?

**Sr. Danilo:** Não, uma correção: este ano, a demanda no primeiro e segundo trimestre foi em torno de 4,2-4,3, neste terceiro trimestre foi de 5,2-5,3, e poderá subir ainda mais com o retorno do terceiro poço... do Manati 6, que é o poço em reparo. Então, a média do primeiro semestre 4,2 mais uma alta média no segundo semestre nos dá o fechamento em 4,9.

Para o ano que vem, nós imaginamos iniciar o ano muito acima de 5,2. Muito acima. Muito próximo até de 6 milhões para o primeiro semestre, e prevendo que os reservatórios pelo menos retornem aí a um nível que possa gerar e desligar térmicas, de novo retornando a um nível mais baixo no segundo semestre, dando uma média anual de 5,1.

**Sra. Fernanda:** Ok, obrigado, gente.

**Operadora:** A próxima pergunta vem de Juan Pires, Charles River.

**Sr. Juan:** Boa tarde, Lincoln e Paula. Eu tenho uma dúvida a respeito do pagamento da venda de Carcará. Vocês devem realizar um lucro tributável bastante grande dado que o poço está *bookado* a 500 milhões, né, vocês colocaram no *release*. Tem alguma iniciativa para mitigar o pagamento do imposto que vocês podem fazer? Talvez declarar os dividendos aí na forma de JCP? Obrigado.

**Sra. Paula:** Bom-dia, Juan, é Paula falando. Na verdade, de fato, a gente acaba tendo um impacto tributário sim na venda de Carcará, esta baixa do valor hoje ativado, que é em torno de R\$ 507 milhões, ela acontece contra a primeira parcela, mas aí, neste primeiro momento, a gente já apura de fato um lucro tributável.

A análise de dividendos de JCP é uma análise que a gente faz constantemente e que a gente vai sempre fazer este exercício interno em qualquer distribuição que a gente tenha. Mas hoje a gente já tem mapeado um impacto tributário, sim, referente a imposto de renda sobre a venda de Carcará.

Ele compõe a base corporativa, então as próximas parcelas que entram em outros exercícios elas acabam dependendo também de outros impactos corporativos que a gente venha a ter em cada um dos exercícios. Mas a gente faz constantemente esta análise da melhor forma, da forma mais eficiente de distribuição.

**Sr. Juan:** Está ótimo, obrigado.

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

A nossa próxima pergunta foi encaminhada pela web pelo Sr. Eduardo Teixeira, do Fator:

*"Qual a expectativa de execução de preço em Atlanta junto à Shell devido à escassez de óleo pesado no mercado?"*

**Sr. Danilo:** O nosso cálculo de recebimento pelo óleo de Atlanta ele sempre se baseou em óleos similares, com menos API, e está nos dando um *guidance* de aproximadamente US\$ 18,00 de desconto baseado no desconto do óleo pesado sobre o Brent.

Nos últimos 6 meses o óleo pesado ele foi ganhando força no mercado por conta da escassez, muita produção de petróleo leve, principalmente nos estados Unidos, e o próprio pré-sal brasileiro e o nosso óleo também ele não tem asfaltenos e a gente imagina que ele vai acompanhar esta elevação de preços do óleo pesado. A gente está calculando hoje que este desconto, que antes era US\$ 18,00, ele deve baixar para uma margem de US\$ 11,00 a US\$ 13,00 de desconto. Então, temos aí um ganho que pudemos aproveitar pelo menos enquanto se mantiver esta relação óleo pesado/Brent com descontos baixos.

**Operadora:** 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, o senhor pode prosseguir.

**Sr. Lincoln:** Eu queria agradecer a todos aí a presença, as perguntas, e novamente renovar as nossas crenças com relação aos resultados da companhia, com a sua renovação do seu portfólio, com a mudança toda de cenário de negócios aqui no Brasil que vão proporcionar não só outras parcerias e algumas coisas mais consistentes como o aumento de preço do óleo, que sempre ampliam as nossas perspectivas de resultados, sobretudo, com a entrada de Atlanta no início do ano que vem.

Então, eu novamente reafirmo isso a vocês, e sempre lembrando que a nossa área de relações com investidores vai estar disponível para qualquer outra necessidade que vocês tenham.

A gente ainda tem um bom caminho a percorrer até este final de ano/início do ano que vem, mas nós cremos que a situação toda de Brasil e da companhia favorecem muitos resultados neste curto e no médio prazo da QGEP.

Muito obrigado a todos e até uma próxima oportunidade. Bom-dia.

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