

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP**, para discussão dos resultados referentes ao **primeiro trimestre de 2018**.

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 obrigado por estarem conosco hoje num dia tão importante para a Companhia com o início, obviamente, da produção do Campo de Atlanta, para discutir o desempenho da QGEP no primeiro trimestre de 2018 e nossas perspectivas para o ano.

Antes de começar, eu gostaria de dizer que estamos muito satisfeitos de estar entregando uma série de resultados decorrentes das ações que viemos discutido com vocês ao longo dos últimos meses e agradecemos o apoio que recebemos de investidores e analistas à medida em que seguimos com nosso planejamento para gerar valor aos nossos acionistas.

Vamos então iniciar pelo slide 2, que apresenta o que consideramos os destaques estratégicos deste primeiro trimestre de 2018:

- Em primeiro lugar, a produção do Campo de Manati cresceu quando comparado ao primeiro trimestre do ano passado, e nossas expectativas para os níveis de produção para o primeiro semestre de 2018 permanecem em 4,6 milhões m³/dia;
- Em segundo lugar, encerramos os preparativos para o primeiro óleo do Campo de Atlanta, que efetivamente ocorreu em um dos poços produtores na semana passada, especificamente no último dia 2 de maio, evento que nos deixou bastante otimista com os resultados e a visão futura dado que ela ocorre em um momento de forte recuperação do preço do Brent;

- Em terceiro lugar, fortalecemos consideravelmente nossa posição na bacia de Sergipe-Alagoas, que consideramos de alto potencial exploratório após descermos o leilão para a aquisição de mais dois blocos em conjunto com os nossos parceiros na 15ª rodada de licitações da ANP;

- Tivemos também a distribuição de dividendos como reconhecimento da importância de retornar capital aos nossos acionistas por meio dos dividendos especial, que foi pago agora no último mês de abril;

- E por último, mas não menos importante, tivemos um lucro líquido expressivo no trimestre beneficiado pelo melhor resultado operacional condensado, obviamente, com o recebimento de parte da venda no bloco BM-S-8.

Tendo todas essas realizações como pano de fundo neste trimestre, considerados por nós realmente excepcional, passo a palavra à Paula Costa, nossa CFO, para a apresentação de nossos resultados do primeiro trimestre de 2018.

Paula.

Sra. Paula Costa: Obrigada Lincoln e obrigada a todos por estarem conosco hoje. Nós apreciamos a sua participação em nossas teleconferências.

Vou iniciar comentando sobre os nossos destaques tanto de produção como de receita e lucro para este primeiro trimestre de 2018, em seguida vou falar do balanço, fluxo de caixa e Capex do trimestre, depois voltarei a palavra ao Lincoln.

Como ele mesmo já comentou, tivemos resultados bastante positivos neste primeiro trimestre, seguimos com o nosso forte crescimento em termos de crescimento do lucro, geração de caixa e solidez financeira. Nosso fluxo de caixa nos permite manter a liquidez em níveis saudáveis ao mesmo tempo em que somos capazes de investir em iniciativas de crescimento e outras prioridades de alocação de capital, incluindo o pagamento de dividendo extraordinário.

Vamos então aos resultados. Começamos no slide 3. Ao longo deste trimestre, um dos nossos ativos produtores, o Campo de Manati, atingiu a produção média de gás que 4,6 milhões m³/dia, 11% acima do registrado no primeiro trimestre de 2017.

Nos últimos dois anos, as condições climáticas influenciaram a produção de Manati de forma positiva e negativa. Neste ano de 2018, a região Nordeste tem registrado níveis recordes de chuva, o que reduz a demanda por gás, já que as usinas hidrelétricas voltam a funcionar a plena capacidade. Por outro lado, a falta de chuva registrada no final do ano passado acabou aumentando o despacho das usinas termelétricas movidas a gás.

Ainda como destaque ao falarmos de produção, neste momento já podemos afirmar que temos dois ativos produtores, o Campo de Manati e de Atlanta, cujo primeiro óleo, como mencionado pelo Lincoln, foi produzido na semana passada.

No slide 4 destacamos que a receita no trimestre cresceu 12%, refletindo a maior produção na comparação anual. Vale destacar que o aumento da receita foi superior ao aumento da produção, em grande parte em função da pequena parcela de condensado que vendemos a um preço superior ao Brent.

Passando agora para os custos, no slide 5. Durante o trimestre, os custos operacionais totais foram 16% menores que os do mesmo período do ano anterior e com o percentual

da receita ficaram 13 pontos percentuais abaixo do primeiro trimestre de 2017. Este bom desempenho do trimestre reflete principalmente a redução dos custos de manutenção neste ano comparados ao primeiro trimestre do ano passado, quando tivemos R\$11 milhões em gastos relacionado à manutenção da plataforma de Manati. Isto acabou sendo parcialmente compensado por maiores despesas com depreciação e amortização e royalties, que refletiram a maior produção.

Vamos agora para o slide 6 falar das despesas operacionais. Ao longo do trimestre, as despesas gerais e administrativas foram 8% superiores ao mesmo período do ano anterior, principalmente em função de despesas de pessoal, incluindo provisão para a participação dos funcionários nos lucros e despesas com planos de *stock option*.

Permanecemos bastante atentos em nosso gerenciamento das despesas de G&A, que representam 11% da receita no trimestre, 20 pontos base inferior ao mesmo período do ano anterior, mesmo com estes valores adicionais que acabei de mencionar.

Com relação aos gastos exploratórios no trimestre, esses custos totalizaram R\$15 milhões, ou 146% superior ao mesmo período do ano anterior. Isso reflete a aquisição e processamento de sísmica, principalmente para os blocos de Sergipe-Alagoas, além de estudos meta-oceanográficos para os blocos de Pama e Foz.

Vamos agora falar sobre a nossa rentabilidade no slide 7. O Ebitdax foi beneficiado tanto pelos melhores resultados operacionais, maior produção e melhor alavancagem das despesas, como pelo resultado da venda do BM-S-8, já que o recebimento da segunda parcela foi contabilizada no período, o equivalente a R\$148 milhões. Excluindo este ganho, o Ebitdax seria de R\$59 milhões, 28% superior aos R\$46 milhões registrados no primeiro trimestre de 2017, enquanto a margem Ebitdax ajustada no primeiro trimestre de 2018 foi de 50%, mais de 600 pontos base superior ao mesmo período do ano anterior.

Este bom desempenho logicamente se refletiu no *bottom line*, geramos um lucro líquido de R\$159 milhões no trimestre comparados a R\$43 milhões no mesmo período do ano anterior como resultado do aumento da receita, da entrada dos recursos com a venda do BM-S-8, que eu já mencionei, e também pela maior receita financeira. Excluindo os ganhos com a venda de ativos, o lucro líquido seria de R\$62 milhões, 45% superior ao do primeiro trimestre de 2017.

Isto conclui os meus comentários sobre o desempenho da receita e da rentabilidade neste primeiro trimestre. Vamos agora falar um pouco sobre o nosso balanço e fluxo de caixa para período antes de entrar no Capex.

O nosso balanço no final do primeiro trimestre segue bastante sólido. Nosso nível de caixa está alto, temos um baixo volume de dívida bancária e de outros empréstimos e nossa base de capital é crescente. Em geral, o nosso balanço patrimonial e condições financeiras são fortes, o que nos dá uma base sólida para o crescimento futuro.

Sobre o fluxo de caixa, ele aumentou significativamente no primeiro trimestre, para R\$172 milhões comparados a R\$36 milhões no primeiro trimestre do ano passado. Como sempre, seguimos avaliando continuamente todas as opções para determinar o melhor uso do nosso excesso de caixa e quais opções gerarão maior impacto na criação de valor para os nossos acionistas.

Seguindo para o slide 8 que apresentamos o Capex, que no trimestre totalizou US\$20 milhões, com a maior parte, US\$19 milhões, dispendidos no Campo de Atlanta. Neste

slide você também pode ver o detalhamento do nosso Capex para 2018 e 2019. Para o ano corrente, estamos orçando um Capex de US\$70 milhões focados na aceleração do desenvolvimento do Campo de Atlanta, que consumirá a maior parte dos nossos recursos, estimados em US\$48 milhões, e já incluindo a perfuração potencial de um terceiro poço, com o valor restante se destinando às atividades exploratórias e também para a aquisição de dados sísmicos.

O gasto com sísmica este ano é estimado em US\$5 milhões, já líquido do valor reembolsado como parte do acordo de *farm-out* na bacia de Sergipe-Alagoas. Temos historicamente financiado nossa necessidade de Capex com recursos gerados internamente, este valor foi significativamente aumentado neste ano com os recursos recebidos com a venda do BM-S-8 e com os acordos de *farm-out*. Permanecemos, como sempre, disciplinados no nosso uso de capital enquanto seguimos investindo em nosso crescimento.

Resumindo estamos muito satisfeitos com os nossos resultados do primeiro trimestre à medida que continuamos a executar com sucesso o nosso planejamento estratégico, o que tem melhorado a nossa posição financeira. O sucesso financeiro deste trimestre é apenas parte da nossa história, estamos confiantes com o posicionamento do negócio e com a nossa capacidade de continuar executando nossas iniciativas de expansão estratégica em 2018 e de seguir entregando sólidos resultados financeiros.

Vou agora devolver a palavra ao Lincoln para as considerações finais dele, e em seguida abriremos o *call* para perguntas.

Sr. Lincoln: Obrigado Paula. Vamos passar, então, para o slide 9. A produção média diária do gás do Campo de Manati foi de, com já disse, de 4,6 milhões m³ no primeiro trimestre e cerca de 10% superior ao mesmo período do ano passado.

Como mencionamos na última teleconferência, que foi há menos de 2 meses, as chuvas registradas na região Nordeste levou a um aumento da capacidade de geração de energia hidrelétrica com consequente redução na demanda por gás. Com isto, mantemos nossa projeção de 4,6 milhões m³ de produção para o primeiro semestre de 2018, que é o nível similar ao do primeiro trimestre. Ainda estamos mantendo, desta forma, o *guidance* de produção para o ano de 2018 de 5,1 milhões m³ e seguiremos avaliando tanto as condições climáticas como a potencial demanda industrial naquela região para determinar se faremos alguma alteração desta estimativa.

Logicamente, não podemos deixar de mencionar aqui a nossa satisfação ao reportarmos o início da produção do nosso segundo ativo produtor, o Campo de Atlanta, no Bloco BS-4, já dito de grande desafio técnico e tecnológico. Este marco aconteceu no último dia 2 de maio, logo depois que obtivemos todas as aprovações necessárias para o início da produção. O primeiro poço ainda está em fase de estabilização, assim como a planta, atingindo aproximadamente produção diária de 7.200 barris por dia, com alguma variação, podendo chegar até 8 mil barris, ainda que o potencial dentro desta bomba suporte algo como 8 mil barris de produção por dia.

Mesmo com desempenho inicial excepcional na nossa avaliação, durante o processo de estabilização da planta, enfrentamos problemas operacionais com a bomba dentro do poço, que ficou inoperante. Optamos então pela bomba que está posicionada no leito marinho, que está mais distante do reservatório e que leva a uma performance do mesmo campo ligeiramente inferior àquela programada com a bomba dentro do poço.

Desta forma, o campo deverá atingir produção diária entre 10 e 20%, inferior à nossa expectativa inicial de 20 mil barris de óleo até o final do segundo trimestre através de dois poços, o segundo poço deverá entrar, ou ser conectado, para produção brevemente.

Adquirimos muita experiência ao trabalharmos nesta área bastante desafiadora do ponto de vista técnico. Conforme esperado, o reservatório tem respondido de acordo com as perspectivas e o longo prazo para nós está muito promissor com os dados obtidos até o momento. Como vocês sabem, nosso fluxo de caixa vai se beneficiar das menores taxas diárias ao longo dos próximos 18 meses em função do nosso contrato com a operadora do FPSO. Além disso, a venda de nosso óleo para a Shell será potencialmente favorecida pela escassez de óleo pesado no mercado e também, sem dúvida nenhuma, pela subida do Brent, fenômeno que estamos vendo recentemente e que parece ter um fundamento de médio prazo.

Mais para frente no ano, o consórcio irá decidir se vai perfurar um terceiro poço como parte do sistema de produção antecipada. Com este projeto, a produção aconteceria no início de 2019. Além disto, como vocês sabem, a principal decisão ainda a ser tomada é se vamos mudar para um sistema definitivo de produção, o que envolveria a perfuração de 9 poços adicionais a se iniciar em 2020. Nos reservamos já U\$14 milhões em nosso orçamento de Capex para 2018 para esta possibilidade, como a Paula já mencionou na sua apresentação.

Agora vamos falar de nossas atividades de exploração, que estão muito ligadas aos leilões realizados pelo governo brasileiro e que proporcionaram à QGEP um potencial relevante de crescimento orgânico. Neste primeiro trimestre, participamos da 15ª rodada de licitações da ANP adquirindo mais dois blocos na bacia de Sergipe-Alagoas, adjacentes aos blocos que já possuímos, pelo bônus mínimo, diga-se de passagem.

Nossa participação nesta rodada mais recente foi em conjunto com os nossos atuais parceiros, Exxon Mobil e Murphy Oil, e cada um de nós manteve o mesmo percentual de participação em todos os blocos: Exxon Mobil como operadora 50%, QGEP com 30%, e a Murphy Oil com 20%.

Acreditamos que esta é uma área de médio a baixo risco exploratório e que justifica a concentração de nossos interesses. De fato, a Petrobras deverá realizar um teste de longa duração em sua descoberta de Farfan no final deste ano e que está na fronteira dos blocos que adquirimos. Ainda mais importante é o relacionamento que estamos desenvolvendo com os nossos dois parceiros e o potencial para trabalharmos juntos no futuro em outros projetos exploratórios no Brasil.

A aquisição de dados sísmicos para todos os seis blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas deverá se iniciar até o fim deste mês e uma vez que os dados estejam totalmente analisados esperamos que a interpretação destes dados sísmicos estejam concluídas até o final de 2019 e, com isto, poderíamos já prever uma perfuração já começando em 2020.

Também demos início à primeira fase do processo de *farm-out* dos nossos blocos localizados nas bacias de Pará-Maranhão e Foz do Amazonas, nas quais detemos 100% de participação e que adquirimos na 11ª rodada de licitações. Esperamos ter mais informação sobre o nível de interesse já nos próximos meses.

Nas bacias do Ceará e Espírito Santo, estamos trabalhando ainda com nossos parceiros, Total e Statoil, para determinar os próximos passos a serem tomados nestas duas importantes bacias.

Vamos agora para slide 10. Como vocês podem ver, o portfólio da QGEP é bem diversificado em termos de risco e nossos ativos estão localizados na maioria das principais bacias produtoras ao longo da costa brasileira e é, obviamente, um diferente cenário de risco e prêmio e de curto e médio e longo prazo. É importante para uma Companhia poder ter e se beneficiar de descobertas que porventura venham a ser realizadas por outros operadores nestas bacias.

O slide 11 traz as principais mensagens que queremos deixar para vocês. Primeiramente, estamos satisfeitos por termos sido capazes de entregar os resultados das ações que discutimos com vocês nos últimos trimestres e que temos trabalhado com afinco nestes últimos anos. Como vocês podem ver, nossos resultados e posição financeira continuam a se beneficiar da venda da nossa participação no Bloco BM-S-8 para a Statoil, obviamente onde houve a descoberta de Carcará. O pagamento da segunda parcela foi recebido no primeiro trimestre deste ano e o terceiro pagamento, que representa 38% da compra de um total de US\$379 milhões, será pago após a assinatura do contrato de unitização de produção, que pode acontecer ainda em 2019.

Além, obviamente de nos trazer capital, nossa decisão estratégica de vender este ativo também reduziu significativamente nosso Capex de médio prazo, liberando recursos para investir em Sergipe-Alagoas e também para retornar parte deste capital aos nossos acionistas na forma de um dividendo extraordinário. Este dividendo equivale a cerca de R\$1,54 por ação, já foi pago em abril deste ano e o mercado claramente reconheceu esta iniciativa da Companhia.

Com relação aos novos leilões, nós já estamos inscritos para participar da 4ª rodada de licitação da ANP no modelo de partilha, marcada para 7 de julho. Nossa participação, se vier a acontecer, será novamente por meio de parcerias e com participações minoritárias dado capital necessário para o pagamento de bônus, de assinatura e requisitos futuros de investimento em exploração e em desenvolvimento da produção. Além disto, continuamos avaliando *farm-ins* e potenciais compras de ativos.

Com base no resultado destes desenvolvimentos, vamos considerar um retorno de capital adicional aos acionistas, como já anunciado anteriormente, por meio de mais um dividendo extraordinário, desde que isto não prejudique nossa capacidade de investir para o crescimento futuro, que sem dúvida nenhuma é vinculado a decisões que venhamos a tomar com relação aos leilões anteriormente anunciados.

Finalizando, o slide 12 reitera nossos pontos fortes, a alta eficiência de nossas operações e a contínua otimização de nosso portfólio, que tem nos trazido resultados muito positivos, bem como nossa solidez e flexibilidade financeira, apoiada nos resultados robustos deste primeiro trimestre e a nossa capacidade técnica, que nos torna um parceiro preferencial no Brasil.

Com isto, encerro a minha parte e gostaria de abrir o *call* para perguntas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Obrigada. Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1. Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2.

A primeira pergunta vem de André Hachem, Itaú.

Sr. André: Muito obrigado pela pergunta, pessoal. Eu tenho algumas dúvidas relacionadas ao Campo de Atlanta. O primeiro ponto, vocês poderiam dar um pouco mais granularidade sobre o motivo da queda da produção? Seria relacionada à viscosidade do petróleo, ele é um pouco mais pesado do que vocês imaginavam, ou ao que se deve?

Segundo ponto, eu queria entender como isto vai impactar a viabilidade do terceiro poço. Eu imagino que a viabilidade econômica dele tenha caído por conta desta queda da produção.

Por fim, eu também queria entender um pouquinho como isto vai impactar a decisão de colocar um sistema definitivo. Muito obrigado.

Sr. Lincoln: Obrigado André. Eu vou passar aqui para o Danilo. Realmente, precisa desta qualificação para você, realmente não é muito ligado ao que você falou, e o Danilo vai te responder aqui em seguida a resposta, ok?

Sr. Danilo: Bom dia André. Vamos ver se eu entendi a sua pergunta, você faz referência à produtividade deste primeiro poço. Ok. Esta produtividade ela é decorrência (e já esperada) da não utilização da bomba que estava dentro do poço, ou seja, já era uma premissa de que esta bomba poderia falhar, por isso usamos a bomba de fundo do poço, e por esta bomba estar mais distante do reservatório, não é esperada a mesma produção que se utilizasse a bomba de fundo do poço.

Então, estamos produzindo hoje em torno de 7.5/8 mil barris por dia, e esperado durante os testes a bomba funcionou perfeitamente a do fundo do poço, mas já havia alguns sinais de queda de sinais elétricos durante esta performance, ela confirmou a produtividade do reservatório como nós estimávamos, 10 mil barris por dia e *up*, mas infelizmente houve a queda do sinal elétrico para a bomba e tivemos que utilizar a bomba de superfície. Então, essa produtividade hoje é perfeitamente esperada e em linha com as condições que nós planejamos para esta bomba de *backup*.

Isto em nada modifica o terceiro poço. Nada, porque, pelo contrário, incentiva a perfuração e produção do terceiro poço com a finalidade de aumentar a produção e diminuir os nossos custos fixos. Nada está errado ou contra o que nós tínhamos imaginado. Tudo está correndo exatamente como previsto. Semana que vem deveremos ligar o segundo poço, já colocamos como premissa que a bomba de fundo também não irá funcionar para não dar uma falsa expectativa, por isto a sinalização de queda de 10 a 20% da premissa inicial, ok?

Ah, restou aqui responder sobre definitivo. Não, não muda. O sistema antecipado a finalidade é colher dados para fazer o *fine-tuning* no sistema definitivo. Até agora tudo corre como esperado, até melhor com o preço do óleo. Então, a tendência é nós continuarmos o estudo, continuarmos a captar todas as informações necessárias com a produção desse poço, destes dois ou três poços, para definir o sistema definitivo.

Sr. André: Perfeito então. Obrigado.

Operadora: Próxima pergunta Gustavo Alevato, Santander.

Sr. Gustavo: Boa tarde pessoal. Eu tenho algumas perguntas. Primeiro, relacionada à decisão de perfurar o terceiro poço em Atlanta, qual que seria o catalisador que vocês estariam olhando para decidir a perfuração deste terceiro poço?

A segunda pergunta está relacionada à alocação de capital, o Lincoln mencionou no final da apresentação que a empresa pode estar olhando novos ativos. Este foco seria mais ativos em produção ou em exploração? Se você pudesse dar algum tipo de cor nesta linha.

E por último é só entender a demanda de gás em Manati, vocês mencionaram que teve uma utilização de energia hidrelétrica maior no primeiro trimestre, eu queria ver como é que foi abril e maio, né, se continua no mesmo patamar do primeiro tri, melhorou ou piorou. Se pudesse também dar algum tipo de cor. Obrigado.

Sr. Lincoln: Gustavo, obrigado pela pergunta. O *driver* do terceiro poço sem dúvida é produção, nós temos uma planta que tem capacidade para processar 30 mil barris e foi projetado, então, para que a gente venha a ter o terceiro poço, e sem duvidar nenhuma um dos *drivers* que poderia inibir uma perfuração é um Brent muito baixo, que é o que a gente não está vendo.

Então, hoje a gente tem todo o incentivo para furar o terceiro poço, até para recompor esta produção a gente está esperando na área, ao mesmo tempo em que há um grande avanço e uma grande ajuda nesta receita, dado que o terceiro poço não cria maiores custos operacionais para a gente, que estão bem controlados e limitados.

Então, o *driver* é este aí, e quanto maior o preço do óleo maior seria então o *driver* para perfuração. O que nós vamos, isto sim, querer é ter um *track record* destes dois poços já estabilizando a planta, que isto é um processo, né, a planta de processo não é da noite para o dia, e aí com tudo isto na mão e com estes resultados destes dois poços o planejamento do terceiro poço, que inclusive já tem os equipamentos todos comprados. Então, esta é a ideia, e sem dúvida vai pegar na veia em termos de receita, que é um incremento de um terço da produção sem um correspondente aumento de custo em princípio.

Bom, quando eu disse exploração e produção de aquisição, continuamos olhando sim, é mais voltado, eu te diria, para fases já maduras de exploração ou eventualmente iniciais de desenvolvimento da produção. O *bottom line* com relação a uma eventual aquisição nossa é tamanho. Sem dúvida, existem várias coisas no mercado, vocês estão vendo Petrobras, algumas outras Companhias e etc., terra, o que até o momento surgiu são sempre limites que ou não nos interessam em função do incremento que isto pode vir a dar vis-à-vis o tamanho da Companhia, por exemplo, terra não faz ainda o nosso DNA, que vai trabalhar com curva incremental, precisa de uma base muito grande, então não interessa, é produção. E outras que já apareceram no mercado são de porte muito grande para a Companhia e também ligadas à produção.

Mas nós olhamos aquilo que seja compatível para que a gente tenha uma predição de curva de produção estável até que a gente estabilize Atlanta por exemplo, ou até que venha outra descoberta. A gente vai nesta linha, e para isto precisa ter ou um *stake* que seja compatível com o nosso tamanho ou uma produção que seja compatível com nosso tamanho. O que até hoje apareceu pouco no mercado eventualmente é grande, eu cito o caso, por exemplo, de Marlin, que foi muito comentado, e outras áreas, mas que não havia a possibilidade, sem dúvida, de a Companhia se voluntariar a compra-la.

Mas nós continuamos olhando para esta situação e a preferência é, sim, entrar, se for uma aquisição, em desenvolvimento ou em produção. De preferência em desenvolvimento, que daria um pouco mais aqui de elasticidade para o desencaixe de capital.

Bom, relação à Manati, eu passo aqui para o Danilo, que vai te conversar um pouco do que está acontecendo e este futuro para frente.

Sr. Danilo: Ok Gustavo. Manati, o primeiro trimestre foi a média de 4,6, o mês de abril continua no mesmo diapasão, 4,6, mas agora no mês de maio teve um incremento e inclusive nos últimos três dias a produção está acima de 5 milhões.

Nós não sabemos quanto vai durar esta alta demanda, por isto não fizemos nenhuma modificação no nosso *guidance* para o ano. Nós vamos aguardar ainda como vai se comportar este segundo trimestre, mas o fato é que, sim, o mês de maio houve uma elevação da demanda e estamos hoje colocando mais de 5 milhões.

Sr. Gustavo: Obrigado pelas respostas. Se puder fazer só um *follow-up* sobre Atlanta. O primeiro *offtake* vocês estão prevendo para quando? E se você pudesse dar uma informação de quanto seria o desconto baseado no preço atual de petróleo, quanto vocês estão enxergando o desconto dado a qualidade.

Sr. Danilo: Gustavo, o primeiro *offload* o FPSO ele tem capacidade de armazenamento de 180 mil barris por dia e nós pretendemos fazer o primeiro *offload* não com este total. O navio já está ao lado do FPSO aguardando, mas lembro a você que o *offload* ele consta de várias transferências de óleo, então o navio deverá ficar até o final do mês pelo menos, vai receber toda a carga de produção do mês e aí nós consideramos isto primeiro o carregamento. Então, o primeiro carregamento será de vários *offloads*. E nós estamos planejando o primeiro *offload* para a semana, final da semana que vem.

Quanto ao desconto, nós continuamos mantendo a nossa estimativa de 13 a 15 no longo prazo. Esta primeira carga a gente espera um desconto maior devido ao óleo vir um pouco degradado por conta de fluidos que estavam na linha, no bolso, e é uma primeira, um pouco desconhecida, mas nós temos várias ofertas de refinarias para aquisição, mas mantemos a nossa média de desconto de US\$13 e 15 por barril.

Sr. Gustavo: Obrigado pelas respostas.

Operadora: Próxima pergunta, Luiz Carvalho, Banco UBS.

Sr. Luiz: Olá pessoal, boa tarde Lincoln, Paula, Danilo. Duas perguntas aqui do meu lado. Primeiro, Lincoln, voltando ao ponto de alocação de capital, fazendo uma continha rápida aqui com uma geração de caixa de Manati para este ano e Atlanta aí assumindo um óleo próximo dos 70-75, dá para chegar num Ebitda de quase 300 já este ano, se não mais aí dependendo do nível de produção que a gente estabilizar, do preço de óleo e do desconto, etc. e tal. Somado a uma posição de caixa de vocês aí de quase 2 bi, 1,9, deixa vocês numa posição extremamente confortável de caixa.

Eu sei que vocês têm comprometimentos de investimentos para frente, você mencionou principalmente algumas aquisições e tal, mas eu queria entender como pensar do ponto de vista não só da alocação de capital em ativos, mas, como você mencionou, de um pagamento de dividendo talvez não pensado de forma extraordinária, mas de uma forma mais recorrente olhando para frente. Essa é a primeira pergunta.

A segunda pergunta acho que talvez seria para o Danilo. Danilo, eu entendi que você tem um problema de fato de conexão elétrica com a bomba submersa e que isto de uma certa forma você está usando a bomba no leito marinho, no *seabed*, isto é alguma coisa que você consegue interferir para resolver e olhar para frente e voltar para um patamar de produção próximo daquele *guidance* inicial, ou de fato a bomba no *seabed* vai ser a

solução definitiva e é isso que a gente deve de fato olhar como a média para os próximos três poços?

Só para dizer, isto estava muito em linha com a nossa expectativa, mas a gente estava sendo um pouco mais conservador, mas eu queria entender se de fato esta solução é uma solução definitiva ou se vocês vão tentar intervir, quando o segundo poço entrar intervir no primeiro para tentar de fato cair a produção por algum período, mas depois, olhando no longo prazo, ter uma produção normalizada no nível mais alto? Obrigado.

Sr. Lincoln: Luiz, obrigado. Obviamente, a questão de dividendo é sempre um assunto muito interessante para falar para todos nós, a Companhia gosta de distribuir dividendos e pretende continuar distribuindo dividendos. Agora, mudar o patamar futuro de dividendos como uma nova política, Luiz, vai sem dúvida necessitar que a gente estabilize um pouco mais a Companhia, seja sob o ponto de vista do nosso Capex futuro, nós temos muita coisa aqui, vamos dizer, para acontecer nestes próximos dois a três anos, mormente em relação à Atlanta, que é a decisão do futuro *full development*, como de exploração em Sergipe sobretudo, e do nosso fluxo de caixa.

Então, qualquer mudança dessa ela não quer dizer que ela não possa vir, deve vir, mas ela tem que ser decorrência desta estabilização do nosso fluxo de caixa e esta previsibilidade deste fluxo de caixa para que a gente tenha uma política. Eu entendo quando você perguntou de uma mudança neste patamar é ter uma política. Política nós já temos, mas sem dúvida nenhuma a Companhia trabalha para poder ter uma receita que seja compatível com o aumento e com a distribuição mais equitativa de dividendos.

Mas sem dúvida nós vamos precisar passar por estes dois momentos, que eu te diria que são esses próximos dois a três anos, onde a gente vai tomar a decisão importante com relação à Atlanta para o *full development*, e Sergipe, que a gente acredita bastante em Sergipe, é um projeto grande, desafio técnico existe, tecnológico também, mas a gente acha que a parceria que nós temos ela é suficiente para tomar decisões de curto prazo.

Nós temos que estar preparados para estas decisões de curto prazo. Agora, sem dúvida, eu acho que qualquer Companhia tem que trabalhar para tentar também devolver um pouco mais para os seus acionistas.

Desta vez nós fizemos um primeiro, que é excepcional, pode haver ainda um segundo em função da nossa exposição, e no futuro, sem dúvida, nós vamos trabalhar para isto, mas nós não estamos pensando agora em mudar este patamar até que a gente tem esta previsibilidade de caixa um pouco mais estabelecida, ok

Eu passo para o Danilo para, então, te responder a respeito do uso da bomba no terceiro poço.

Sr. Danilo: Bom dia Luiz. Excelente pergunta esta sua a respeito da bomba. Não há a possibilidade de a gente reentrar nestes poços pelo menos antes do terceiro poço. Então, nós estamos decididos, vamos colocar as bombas do solo marinho para produzir estes dois poços, e aí, quando da perfuração do terceiro poço e ele entrar em produção, nós poderemos avaliar a possibilidade de retornar a estes poços para ou fazer o reparo da bomba, ou simplesmente retirar a bomba do fundo do poço.

É uma coisa que está ainda em avaliação, vai depender logicamente de uma avaliação técnica e financeira e de aprovação dos sócios. Mas antes do terceiro poço nós não queremos fazer nenhum reparo ou nenhuma intervenção nestes poços.

Sr. Luiz: Justo, justo. Se eu puder fazer um último *follow-up* aqui, até obrigado por vocês colocarem no *press release* a situação da Dommo e como é que isso vem se desenrolando, mas se vocês puderem dar algum tipo de *update*, se é que existe, do ponto de vista de negociação, como é que está a arbitragem dentro do que é público e é possível falar, ou até a própria Dommo possivelmente tentando vender o *stake* lá, se tem algum *update* desse lado. Obrigado.

Sr. Lincoln: Eu estou com a Paula aqui também, a gente pode discutir um pouquinho mais com você, mas o que nós já divulgamos é o seguinte: Houve esta abertura da arbitragem da Dommo, este processo ainda está correndo lá, já houveram alguns desdobramentos com relação ao uso da receita de Atlanta agora, que vai ser gerenciada pelo consórcio e sobretudo pelo operador, mas este processo ainda ele está andando. O que tem acontecido é que o *default* da Dommo tem aumentado obviamente em função dos investimentos que temos feito até agora e continuamos aguardando o desenrolar das ações que estão ocorrendo em Paris e, quer dizer, não sei se a gente teria outras novidades, não sei, Paula, alguma outra a respeito...

Sra. Paula: Eu acho que a gente tem pouca atualização do último *call* para agora, né, este é um processo que corre em sigilo, o processo de arbitragem, a gente tem alguns cronogramas internos, mas não tem prazo definido ainda para a conclusão do processo. Mas a gente não tem muito atualização. Eu acho que o que aconteceu foi o que o Lincoln descreveu já, e que é de conhecimento de todo mundo, a Dommo iniciou este processo de arbitragem em função do exercício da cláusula de função da Dommo feita pela Barra e a gente está realmente aguardando e contribuindo aí com as informações necessárias no processo para ele se resolva o mais rápido possível.

Sr. Luiz: Está ok. Obrigado pessoal, obrigado Lincoln, obrigado Paula e Danilo. Abraço, tchau-tchau.

Sr. Lincoln: Um abraço, tudo de bom Luiz.

Operadora: As próximas perguntas foram feitas na web:

A primeira pergunta da web vem de Bruno Braga, Hart Energy:

“Que desafios técnicos foram estes superados no Campo de Atlanta? O campo ainda apresenta outros desafios a serem superados? Caso haja, com a empresa pensa em superá-los numa próxima etapa?”

Sr. Danilo: Bom dia Bruno. Bem, estes desafios técnicos foram colocados desde o início do nosso projeto e agora com a colocação e produção é que a gente avalia como foram tratados estes desafios, os conceitos que usamos, as soluções que usamos, a confirmação das simulações. Basicamente, o que temos é: Um de óleo muito pesado, muito viscoso, produzindo, se eu não me engano, o campo de maior profundidade no mundo com esta viscosidade, então o fundo do mar a 4 graus centígrados, uma linha com isolamento nunca antes utilizada no Brasil, um umbilical de controle nunca antes fabricado aqui pelo nosso fornecedor, tudo isto foi feito e engenheirado, e durante este processo de pulir e colocar em produção é que foram confirmados a solução adotada.

Então, o desafio é: Colocar em produção campo com o óleo pesado, em água outra profunda, com temperatura de 4 graus, com um grau de soterramento do revestimento de apenas 800 m, conseguir perfurar poço horizontal numa areia extremamente inconsolidada e nós vencemos este desafio e o campo está produzindo. Então, são estes os desafios.

Quanto ao futuro, é verificar no longo prazo que estes desafios estão realmente vencidos e aplicá-los no sistema definitivo. Então, o desafio maior foi vencido, então é confirmação destes resultados para a aplicação futura.

Operadora: Próxima pergunta da web, Renato Petre Júnior, acionista:

“Será distribuído algum dividendo adicional ainda neste ano? Qual a meta de produção que a empresa possui num prazo de 5 anos?”

Sra. Paula: Renato, bom dia, Paula falando. Com relação ao dividendo para este ano, não há nenhum compromisso da Companhia nem com valor, nem com prazo. O que a gente ressaltou até na nossa última divulgação foi que a gente tinha eventos importantes ocorrendo neste semestre, que eram os dois leilões e a gente já participou do primeiro leilão e no segundo leilão a gente já está inscrito para participar, e aí dependendo desta alocação de capital e das oportunidades que a gente estava vendo, poderia ser que a gente tivesse novamente um excesso de caixa, mas eu queria ressaltar que não há qualquer compromisso da Companhia com relação à valor ou prazo.

Com relação à meta de produção da Companhia para cinco anos, eu vou passar aqui para o Lincoln.

Sr. Lincoln: Bom, obviamente, nós temos uma meta, Manati continua produzindo razoavelmente bem, estamos na base de 12 mil equivalente, 12 mil barris/dia, e Manati tem uma vida útil até aproximadamente 2023, 24 e 25. A gente espera fazer um *ramp-up* então com Atlanta. Atlanta deve produzir nestes próximos três anos aí aproximadamente 25/30 mil barris. Então, a nossa curva ela vai ter este acréscimo de aproximadamente entre 8 a 10 mil barris ao longo destes próximos anos devido à Atlanta, até que a gente então tome a decisão do *full development*, que aí sim nós estamos pensando em ter um pico de produção de 75 mil barris/dia, que deverá acontecer aproximadamente em 2029.

Isto é paulatino, não é de uma vez a perfuração de poço e a sua integração ao sistema de produção, mas então nós vamos sim ter hoje produzindo 12 mil barris equivalentes de gás e a gente poderia já estar somando aproximadamente, para os próximos meses, cerca de mais 5 mil barris com a produção de Atlanta e com o terceiro poço já podendo estar atingindo entre 8 e 9 mil barris/dia. Então, é mais ou menos esta a figura que a gente tem para este crescimento da produção, que poderia estar atingindo em 2020 aproximadamente 20 mil barris/dia.

A diferença que existe, e que é sempre bom notar, é que 12 mil barris equivalentes de gás não é a mesma coisa em termos financeiros que 12 mil barris de óleo, dado que hoje, com o preço do Brent, nós estamos quase que, por barril, quase que 3 vezes mais o barril de óleo em termos de valor.

Então, pode ser que a gente venha a estar aumentando a nossa produção em cerca de 60 a 70%, mas a receita deve aumentar muito mais dado que o valor atribuído ao óleo é maior que o valor atribuído ao gás por barril.

Operadora: Próxima pergunta Eduardo Ribeiro, Fator:

“Prezada Sra. Paula, boa tarde. Parabéns a todos pela apresentação. Os recursos da terceira parcela de recebimento da venda de Carcará corresponde à US\$144 milhões, ao redor de meio bilhão de reais, deve ser recebido no exercício de 2019 ou há chances de

ser antecipado para o último trimestre de 2018, impactando de forma relevante os resultados, uma vez que não há mais custo a ser abatido, conforme observado nesta segunda parcela recebida neste primeiro trimestre de 2018?”

Sra. Paula: Olá Eduardo, bom dia, Paula falando. Bom, com relação a esta terceira parcela, nossa expectativa continua sendo 19, talvez até mais para o final do ano, né. Esta é uma parcela que ela depende da assinatura do contrato de unitização entre as áreas de concessão e área de partilha da descoberta de Carcará, a gente sabe que a Statoil até tem conseguido cumprir aí um cronograma bastante acelerado na continuidade da exploração das áreas, mas ela ainda pressupõe perfuração de poços, inclusive em área externa à área da concessão. Então, eu acho que a nossa expectativa continua sendo realmente mais para o final de 2019.

A gente hoje não tem nenhuma expectativa de antecipar este valor.

Operadora: Com licença senhoras e senhores, 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 considerações, Por favor, Sr. Lincoln, pode prosseguir.

Sr. Lincoln: Ok. Bom, mais uma vez eu quero agradecer a vocês por estarem conosco neste momento muito importante para a Companhia, com muita entrega de resultado, muito importante, é um passo à frente, a Companhia está mudando de patamar com a entrada em produção, nem sempre é o valor da produção que interessa, mas é o acerto, é a consecução de todo o esforço que foi feito, como já bem dito aqui pelo Danilo, vencimento de muitos desafios, e eu acho que estamos realmente trilhando um caminho de excelência.

Eu agradeço muito a presença de vocês e quero destacar que, dado que este ano tivemos muitas novidades, e Atlanta foi uma delas, quero destacar que no nosso site já há um vídeo a respeito do Campo de Atlanta, um vídeo muito bem feito, muito instrutivo e intuitivo a respeito de como se dá a produção num campo em água profunda e, sobretudo, como está sendo feita a produção no Campo de Atlanta, e é bastante educacional para todos nós.

Eu recomendo e incentivo que vocês acessem o nosso site e vejam este vídeo, ele tem aproximadamente de 8 a 10 minutos e é bastante instrutivo para todos nós a respeito do que é uma produção em água profunda e como que está sendo desenvolvida esta tecnologia em Atlanta.

Agradeço muito a vocês pela presença e esperamos continuar com este *pipeline* de boas notícias ao longo deste ano para todos os nossos acionistas e para todos os nossos *stakeholders*. Muito obrigado a todos.

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