

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência da **QGEP** para discussão dos resultados referentes ao **segundo 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, muito obrigado por estarem conosco mais uma vez na teleconferência de resultados da QGEP referente ao segundo trimestre de 2018, em que vamos apresentar também nossas perspectivas de negócio para o futuro próximo.

Eu queria começar falando com vocês que estamos muito satisfeitos com a posição que a QGEP atingiu no mercado hoje em dia e com os avanços que obtivemos nos últimos trimestres na execução e implantação da nossa estratégia, que visa, como sempre, maximizar o potencial de crescimento da companhia e o retorno aos acionistas, cuja maior expressão está refletida no substancial aumento no valor das ações da QGEP, e vale ressaltar que atualmente o valor de mercado da companhia superou os R\$4 bilhões.

Agradecemos o interesse contínuo e o apoio que temos recebido de nossos investidores e analistas à medida que seguimos em frente com os nossos planos de investimento.

Vamos para o slide 2, onde pontuamos os destaques estratégicos deste segundo trimestre de 2018. Primeiro e mais importante, eu quero ressaltar aqui que o crescimento nos resultados deste segundo trimestre foi impulsionado por consideráveis avanços operacionais. Nossa produção no trimestre alcançou 1,450 milhões de barris de óleo equivalente, refletindo a diversificação das nossas fontes de receita, meta que estamos continuamente buscando, sendo que Manati apresentou um aumento significativo dos volumes de produção, tendo sido este o principal fator para o crescimento da receita e do fluxo de caixa neste trimestre.

Com isto, em junho a QGEP foi a maior empresa independente brasileira no ranking de produção de óleo segundo dados da ANP e a sétima maior no ranking que inclui todas as

empresas em termos de barris de óleo equivalente. Vamos tentar manter esta posição de produção física.

Nossos resultados operacionais e financeiros já se beneficiaram nos dois últimos meses de produção do Campo de Atlanta, cujo primeiro óleo ocorreu no dia 2 de maio de 2018, representando um importante marco para a companhia, como todos os senhores sabem.

Iniciamos também aquisição da sísmica 3D para os seis blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas. Estes blocos representam a parte mais relevante do nosso portfólio atual, exploratório obviamente, e estamos ansiosos para seguir em frente o mais rápido possível com a aquisição e a interpretação destes dados numa bacia sabidamente de alto potencial.

Por fim, nosso processo de *farm out* dos nossos dois blocos da Bacia de Pará-Maranhão, nos quais detemos 100% de participação, continua em andamento com a visita de diversas companhias.

Vou passar a palavra agora para a Paula, nossa CFO, que discutirá nosso desempenho financeiro no segundo trimestre, e volto logo depois. Paula, por favor.

Sra. Paula Costa Côrte-Real: Obrigada Lincoln e obrigada a todos por estarem aqui conosco hoje.

Como sempre, vamos apresentar nossos resultados do segundo trimestre e em seguida faremos uma atualização do nosso fluxo de caixa e investimentos no semestre, depois passarei a palavra de volta ao Lincoln para discutir os resultados operacionais e as perspectivas dos nossos negócios.

Estamos apresentando neste trimestre resultados bastante sólidos em função do aumento da demanda de gás em Manati e do início de produção no Campo de Atlanta. Com isto, conseguimos ter um ótimo desempenho em termos de rentabilidade, geração de caixa e solidez financeira.

Vamos então aos números. Iniciando pelo slide 3, reportamos pela primeira vez o resultado de dois ativos produtores. A produção total de gás da QGEP no trimestre somou quase 200 milhões/m³, enquanto a produção de óleo de Atlanta foi de 178 mil barris, líquido para a QGEP.

Iniciando pelo Campo de Manati, o campo registrou uma produção média diária de 4,9 milhões/m³ no segundo trimestre de 2018, um aumento de 9,3% em relação ao segundo trimestre do ano passado em função principalmente das condições climáticas mais secas no período, impactando positivamente a demanda por gás pelas termelétricas.

O Campo de Manati tem sido o principal responsável pela nossa sólida geração de caixa, fornecendo recursos significativos para seguirmos investindo em oportunidades atrativas no setor. Como vocês já sabem, o Campo de Atlanta produziu-se o primeiro óleo em maio deste ano. A produção média dos dois meses do trimestre foi de cerca de 10 mil barris de óleo por dia, e como médio para os próximos meses estamos prevendo cerca de 13 mil barris de óleo por dia.

Passando para o slide 4, a receita foi de R\$158 milhões no trimestre, um aumento de 38% em relação ao mesmo período do ano passado, refletindo tanto a maior produção de Manati como a contribuição de Atlanta. A receita do óleo do Campo de Atlanta neste período foi de aproximadamente R\$32 milhões líquido para a QGEP.

Vamos agora discutir os custos. Iniciando no slide 5, os custos operacionais totais no trimestre foram 45% superiores ao mesmo período do ano a anterior devido principalmente à operação de Atlanta. Se observarmos apenas o Campo de Manati, os custos somaram R\$44 milhões, representando uma redução de 23% em relação ao segundo trimestre de 2017, em função principalmente da receita de seguro no total de R\$8 milhões referente a um incidente em uma das linhas de produção ocorrido no ano passado.

Dos custos totais de R\$84 milhões, aproximadamente R\$39 milhões se referem ao início da produção do Campo de Atlanta, o que equivale à aproximadamente US\$410 mil por dia para 100% do campo. Este custo deve se manter neste patamar pelos próximos 18 meses de operação do Campo.

Os maiores custos no trimestre foram impactados pelo aumento das despesas com depreciação e amortização e royalties relativos tanto à maior produção de Manati quanto ao início da produção de Atlanta. Os gastos exploratórios foram 70% inferiores na comparação com mesmo período do ano passado, uma vez que menos recursos foram dispendidos com dados sísmicos neste trimestre. Neste período teve início o processamento de dados sísmicos nos seis blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas, área onde temos o benefício de sermos carregados por nossos parceiros Exxon e Murphy como parte da negociação de *farm out* feito em 2017.

Por outro lado, os custos mais elevados no ano passado estão relacionados com processamento de dados sísmicos para os nossos blocos da bacia de Pará-Maranhão, nos quais detemos 100% de participação.

No slide 6 as despesas gerais e administrativas foram 83% inferiores quando comparados ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente à reversão da provisão referente ao primeiro plano de opções de ações que havia sido outorgado em 2011 com impacto positivo de R\$10 milhões.

Vamos para rentabilidade no slide 7. O EBITDAX total do período foi de R\$101 milhões, mais do que o dobro quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Estes sólidos resultados se beneficiaram tanto dos avanços operacionais com a maior produção e a entrada em produção do Campo de Atlanta, como também das menores despesas gerais e administrativas. Com isto, geramos lucro líquido de R\$85 milhões no trimestre em comparação aos R\$61 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Juntamente com o Conselho de Administração, revisamos continuamente todas as opções de alocação de capital visando gerar melhores retornos no longo prazo para a companhia e seus acionistas.

Seguindo para o slide 8, o Capex dispendido no segundo trimestre foi de US\$20 milhões, com a maior parte, ou seja, 72%, investidos no Campo de Atlanta. No segundo trimestre também iniciamos o processo de aquisição de dados sísmicos para a Bacia de Sergipe e Alagoas.

Neste slide vocês também podem ver o detalhamento do nosso Capex para todo o ano de 2018 e 2019. Para 2018 a companhia estima investir um montante de US\$70 milhões, valor US\$10 milhões inferior ao que havíamos divulgado anteriormente. A maior parcela, ou US\$39 milhões, se destina ao desenvolvimento do Campo de Atlanta, incluindo equipamentos para perfuração do terceiro poço. Os recursos remanescentes serão investidos em atividades de exploração, com aproximadamente US\$10 milhões destinados à aquisição de dados sísmicos para os blocos de Sergipe-Alagoas e US\$5 milhões para

aquisição de dados sísmicos referentes aos blocos adquiridos na décima primeira rodada de licitações da ANP.

Vale lembrar que, historicamente, nossas necessidades de investimentos sempre foram financiadas por recursos gerados internamente ou aqueles captados na abertura de capital. No ano passado, os recursos obtidos com a venda do Bloco BM-S-8 e com *farm outs* aumentaram a nossa liquidez e forneceram flexibilidade financeira ainda maior para a Companhia. Lincoln falará um pouco mais sobre as nossas prioridades em alocação de capital.

Como sempre, seguiremos disciplinados em nosso uso de recursos ao mesmo tempo em que estaremos investindo em nosso crescimento contínuo. Em resumo, estamos muito satisfeitos com os nossos resultados deste segundo trimestre e confiantes nas nossas perspectivas para o segundo semestre deste ano.

Passo a palavra de volta ao Lincoln para a revisão estratégica e de nossos projetos.

Sr. Lincoln: Obrigado Paula. Vamos, então, para o slide 9 falar um pouco sobre as nossas atividades operacionais no segundo trimestre.

Conforme já falamos, houve aumento considerável na produção de gás do Campo de Manati, no qual detemos 45% de participação, e em função das condições climáticas, com uma sessão mais seca do período, que acionaram o uso da termelétrica para complementação da geração hídrica no nordeste brasileiro.

Com base na produção média diária de gás no período de janeiro a julho de 4,8 milhões/m³ e na nossa perspectiva atual para o mercado, confirmamos nosso *guidance* de produção média diária de gás de 5,1 milhões/m³ no Campo de Manati para o ano de 2018. Estes volumes não levam em consideração qualquer aumento relevante da demanda industrial da região do segundo semestre deste ano. Em julho, o Campo de Manati teve uma produção média de 5,2 milhões/m³ por dia, referendando este incremento na necessidade de gás naquela região.

O principal destaque do segundo trimestre foi, sem dúvida, o primeiro óleo do Campo de Atlanta, que se tornou o nosso segundo ativo produtor. Como a Paula já comentou, o desempenho do reservatório de Atlanta está em linha com as nossas expectativas, e a nossa produção média diária no período de maio a junho foi de 10 mil barris, inferior às estimativas iniciais sem dúvida, porém, eu quero sempre destacar o principal mérito que tem o sistema antecipado, que é para que a gente tenha um *track record* e que nos dê elementos para o *flow assurance* e o comportamento do reservatório e, sem dúvida, todas as produções já observadas vieram em linha com este comportamento.

Então, um dos grandes (se não o maior) desafio que tínhamos para o sistema antecipado era exatamente fazer esta avaliação do *flow assurance* das iniciativas que tivemos, nos ataques que fizemos aos poços, e o comportamento do reservatório que está em plena consonância com os dados monitorados por aqui.

Sem dúvida, ocorreu uma falha nas bombas de fundo, ou seja, falha mecânica que vai estar em reavaliação, logo após o início da operação dos dois poços, sendo que hoje produzimos através das bombas no leito marinho, que já estava previsto para acontecer um pouco mais adiante. Quero lembrar aos senhores que as bombas de fundo instaladas pela QGEP estão com tempo de residência bastante grande, cerca de 4 anos em função do atraso do FPSO e que poderia ser a causa desse mau funcionamento que observamos até o momento destas bombas próximas ao reservatório.

No entanto, atingimos uma produção média de aproximadamente 13 mil barris de óleo por dia em julho, referendando o que dissemos anteriormente. Estamos estudando medidas para aumentar esta produção, mas neste momento estimamos que a produção média diária vai permanecer em torno deste valor, ou seja, 13 mil barris de óleo por dia até que se perfura o terceiro poço, e daremos mais informações para vocês a respeito destas ações que estamos fazendo, que são também decorrentes da perfuração deste poço e em aproveitando a presença de uma sonda do campo.

O consórcio está também fazendo avaliação técnica e econômica com vista a substituição das bombas inoperantes nos dois poços que acabamos de comentar logo após a perfuração deste terceiro poço. O Danilo poderá dar mais informações para vocês ao longo desta palestra. No entanto, eu posso já adiantar que obtivemos a aprovação do nosso *Board* e do nosso sócio, Barra Energia, para efetuar a intervenção nestes dois poços tentando remover as bombas e substituí-las por outras. É um dado bastante recente e que reafirma a nossa crença na capacidade de produção deste reservatório, porque senão não faríamos obviamente este tipo de intervenção, que, aliado ao terceiro poço, poderá recuperar grande parte desta produção que afirmamos anteriormente.

Como vocês devem lembrar, a companhia também possui um contrato com a Shell para a venda da totalidade do óleo produzido no sistema de produção antecipada. Neste segundo trimestre foram transferidos cerca de 486 mil barris de óleo, sendo que o total líquido para a QGEP foi de 146 mil barris, e foram destinados, sobretudo, a refinarias na costa oeste dos EUA e na Ásia.

E aqui eu quero chamar a atenção que nós estamos criando uma corrente econômica, uma corrente comercial também para este óleo, que, se ele é um óleo pesado, ele tem outras características muito boas, como a baixa presença de CO². Então, nós estamos no início deste marketing deste óleo, que está sendo feito através de uma companhia de conhecida competência no assunto, que é a Shell.

O desempenho dos reservatórios, juntamente com a perspectiva de produção e a precificação, levou o consórcio a decidir pela perfuração, então, deste terceiro poço, que vai concluir o sistema de produção antecipada. Não custa lembrar que nós temos uma capacidade limitada da nossa planta em 30 mil barris de óleo por dia. Esperamos finalizar a proposta para o afretamento de uma sonda de perfuração até o final deste mês, sendo que o início da perfuração deverá ocorrer no primeiro trimestre do ano que vem e a produção deverá ter início no segundo trimestre de 2019.

Com o terceiro poço em operação, a produção média diária do Campo poderá aumentar em cerca de 10 mil barris de óleo por dia, que é o que nós já obtivemos enquanto as bombas de fundo funcionaram dentro dos dois primeiros poços.

Em 2019, o consórcio vai avaliar os benefícios e, obviamente baseado nos dados que coletamos, seguir em frente com o sistema de produção definitivo em Atlanta, o que aumentaria a capacidade de produção de pico para até 75 mil barris de óleo por dia.

Com relação aos nossos ativos exploratórios, seguimos entusiasmados com a nossa posição na Bacia de Sergipe-Alagoas, onde a QGEP detém 30% de participação em seis blocos adjacentes em parceria com ExxonMobil e Murphy Oil. Como eu já mencionei anteriormente, já iniciamos a aquisição dos dados sísmicos 3-D e estão andando muito bem. As interpretações destes dados vão ocorrer ao longo de 2019 e a perfuração pode ser iniciada em princípio até 2020. Consideramos os prospectos já identificados nestas áreas como de risco médio a baixo e com alto potencial de volumes, pois estão próximas as várias descobertas já realizadas em blocos adjacentes pela Petrobras.

De fato, estimamos que o tempo de produção estendido na descoberta adjacente de Farfan ainda ocorre este ano e que poderá (não sei se deverá, mas poderá) trazer grandes novidades a respeito desta área, que novamente, não custa lembrar, contém um dos melhores óleos do Brasil, com cerca de 38 graus API em excelentes reservatórios.

Além disto, também avançamos no processo de *farm out* que lançamos no início deste ano. O foco inicial é reduzir nossa participação nos dois blocos da bacia do Paraná-Maranhão sobretudo, nos quais detemos 100% de participação. Também estamos aguardando a licença ambiental para o bloco localizado na Bacia do Foz do Amazonas antes de prosseguirmos com o processo de *farm out* para este ativo, e os senhores conhecem toda a discussão que tem havido em torno da licença de perfuração desta área.

Além disto, nós e os nossos parceiros, estamos avaliando os próximos passos com relação aos blocos de Ceará e Espírito Santo na Bacia de Santos, operados respectivamente pela Total e pela Equinor.

Seguimos para o slide 10. Como vocês podem ver, o portfólio da QGEP é bem diversificado em termos de risco e nossos ativos estão situados na maior parte das bacias produtoras ao longo da costa brasileira. Além da diversificação geográfica, esta diversificação permite que tenhamos vários cenários de risco e retorno e estamos monitorando atentamente as descobertas de outras operadoras nesta bacia. Quero neste momento reafirmar a todos vocês que, apesar da venda que fizemos do Bloco BM-S-8 onde houve descoberta de um *giant*, que é Carcará, continuamos interessados nos reservatórios do pré-sal, sempre cotejados pela nossa capacidade de participar destas licitações.

O slide 11 resume nossas principais características e vantagens competitivas, reforçadas com as realizações do primeiro semestre do ano e com o nosso posicionamento estratégico para o planejamento e resultados futuros. Reforço que estamos muito satisfeitos com sólidos resultados financeiros apresentados até hoje e como o resultado operacional até 1 de agosto atingimos o marco de produção de 1 milhão de barris produzidos no Campo de Atlanta, que é, sem dúvida, algo a ser comemorado e que será uma importante alavanca de crescimento para esta companhia no curto e no médio prazo.

Adicionalmente, a venda de nossa participação de 10% no Bloco BM-S-8, onde está localizada a descoberta de Carcará e que anunciamos a exatamente um ano atrás, foi um importante ponto de inflexão para a QGEP, representando um retorno positivo sobre os investimentos, significativa entrada de recursos e uma redução substancial de nossos compromissos financeiros futuros.

Isto nos possibilitou desenvolver um plano de alocação de capital abrangendo diversas prioridades, tais como: Maior flexibilidade financeira para financiar nossos projetos atuais sem necessidade de alavancagem; maior capacidade de aquisição de ativos que ofereçam crescimento em linha com o perfil de risco, compatível e já estabelecido pela companhia, inclusive com potencial participação, como já reafirmei em *bids* do pré-sal; e, desta forma, continuar remunerando os acionistas por meio de uma distribuição regular de dividendos.

Como vocês sabem, efetuamos uma distribuição extraordinária de dividendos de R\$1,54 por ação no início deste ano e continuaremos avaliando tais oportunidades à luz do capital necessário para travar e substancializar o valor de nossa base existente de ativos e as oportunidades que vemos neste horizonte de curto prazo.

É sempre importante destacar o cenário de abertura que tem sido observado no Brasil e a atração de grandes *players*, que tem sido um aspecto importante para otimização de nosso portfólio, como visto recentemente em nossa participação nos *bids* de Sergipe, e a nossa

expertise como empresa brasileira independente e conhecedora dos fundamentos da indústria de E&P no Brasil nos posicionam como um parceiro diferenciado, e gostaríamos e tentaremos sempre ter vantagens em relação a isto.

Nossos resultados no primeiro semestre se beneficiaram de nosso foco estratégico na diversificação das fontes de receita, e isto está sendo implantado e deverá ter um crescimento ao longo destes próximos meses, e a QGEP está posicionada para continuar registrando avanços no segundo semestre de 2018.

O slide 12 resume, muito resumidamente, nossos diferenciais competitivos e que destacam a QGEP da indústria que está em ampla expansão no Brasil, com destaque para a eficiência de nossas operações e a contínua otimização de nosso portfólio, gerando resultados financeiros robustos e de forma consistente, no curto e no médio prazo. Vamos sempre lembrar o *turnover* das nossas atividades, que tem sempre um desdobramento de médio prazo e longo prazo também.

Eu quero desta forma, e sempre passando uma ideia de otimismo para vocês de tudo que está acontecendo, estamos também aprendendo muito com a operação de Atlanta e otimizando dia-a-dia as nossas logísticas, otimizando custo em benefício de todo o consórcio, de nossos sócios e de nossos investidores. Isto é um aprendizado crescente e que cujos resultados veremos ao longo da produção deste e de futuros outros campos que fatalmente iremos participar. Seja como operador, seja como parceiro. Acreditamos muito neste futuro de curto prazo desta companhia.

Com isto, encerro esta apresentação e vamos iniciar a sessão de perguntas e respostas.

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 1. Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2.

Nossa primeira pergunta vem de Luiz Carvalho, UBS.

Sr. Luiz: Boa tarde Lincoln, Paula, Danilo e todo mundo aí, obrigado. Lincoln, eu tenho duas perguntas. A primeira sobre Sergipe-Alagoas. Começando como alguns *players* da indústria, a gente viu um movimento de *setup* em função do resultado dos poços da Petrobras que os blocos de vocês poderiam sofrer algum processo de unitização futuro a partir do momento que vocês também perfurassem nos blocos. Eu queria entender 2 coisas: Primeiro, de fato existe um processo de unitização em Sergipe-Alagoas que pode acontecer? E, segundo, se existiria interesse de vocês, e principalmente se já existe algum tipo de conversa, para vender a participação nestes blocos no processo de algum *farm out*.

Segunda pergunta em relação à Atlanta, assumindo hoje a produtividade atual ali próximo dos 13 mil e adicionando talvez o terceiro poço, a pergunta é: Assumindo este nível de produtividade atual por poço, vocês seguiriam em frente com o projeto definitivo?

E a última perguntinha aqui é em relação ao diferencial de óleo. A gente logicamente vê um *spread* menor entre óleos mais pesados e o Brent, eu queria saber como é que está o desconto de vocês para estas cargas futuras aí em relação ao benchmark. Obrigado, tchau-tchau.

Sr. Lincoln: Luiz, obrigado. Obrigado pelas perguntas, como sempre muito esclarecedoras que a gente espera poder dar para você. Não é tão simples dizer que nós vamos ter

unitização com a Petrobras. O que a gente sabe é que a Petrobras deve fazer um teste de longa e duração em Farfan e com a disponibilidade de dados que nós temos hoje em dia, nós temos todo o 3-D que está na área da Petrobras, a gente já tem também a sísmica, e para fora destas áreas, e que balizou as nossas avaliações de dados 2-D, pode existir uma continuidade de algumas das descobertas da Petrobras das áreas em que nós estamos? Pode. Farfan é uma delas.

É com base em um 2-D ainda que tem uma malha não satisfatória, nós conhecemos bem o sistema deposicional destes reservatórios, que normalmente se depositam de uma forma de *staging* e variando lateralmente bastante já, não só de Sergipe, mas da Bacia de Campos. Então, há uma possibilidade, pelo menos dentro dos dados 2-D que nós dispomos e nós vamos nos certificar disto com 3-D que está sendo adquirido agora, de que haja uma continuidade em torno das nossas áreas. E não é por outro motivo que o consórcio formado pela Exxon, pela Murphy e por nós cercou estas áreas que já estão na Petrobras, que é onde nos permite fazer as melhores correlações que nós estamos vendo para estes blocos.

Então, há uma chance de unitização? Há, mas ela não tem nada em andamento agora e nem haveria por que ter, porque nós não temos ainda o pleno conhecimento que só viria muito provavelmente com o 3-D e depois com um poço numa destas áreas, aí sim a gente poderia estar. Agora, nós estamos muito confiantes de que parte de algumas dessas descobertas ou do *trend* das descobertas continue para as nossas áreas e que um poço, sem dúvida, deverá confirmar. Então, ainda é um pouco cedo, mas esta chance existe.

Sem dúvida, o *farm out* da Petrobras, que é a sua segunda pergunta, é importante. Agora, nós vemos com alguma dificuldade de participar isoladamente. Se amanhã em função de alguma descoberta que a gente faça no nosso bloco, ainda que a Petrobras já iniciou este *farm out*, justifique que se faça um *approach* da Petrobras, a ideia não deixa de ser boa. Agora, sem dúvida, não é algo que a QGEP possa tomar sozinha porque este projeto Petrobras envolve volumes grandes de óleo já descoberto e nós imaginamos que isto é *deep pocket*, é um valor muito grande para a Petrobras participar só. Mas num futuro, e tendo uma descoberta no nosso bloco, é algo que poderia ser viabilizado de ter um *approach* da Petrobras se ela não conseguir fazer isto até mais cedo.

Eu acho que esta é uma área que desperta sim interesse dado que já há um consenso de térmica ali no porto de Aracajú, ou seja, o governo vai construir, ou seja, há uma demanda por gás, provavelmente haverá uma demanda também por óleo. Então, a gente só vê os interesses econômicos crescentes para a área de Sergipe-Alagoas, tá bom?

Sr. Luiz: Está ótimo. Só se eu pudesse perguntar uma coisa, Lincoln, em relação ainda a esta área. Eu não lembro de ter visto dados públicos em relação a volumes. Mesmo que prospectivos, tem alguma ideia do quê que pode ser o volume desta acumulação como um todo? Não especificamente no seu bloco, no bloco da Petrobras, mas do quê que poderia ser isso? Pelo menos uma ordem de grandeza?

Sr. Lincoln: Não, a gente ouve rumores, mas isso não é nada oficial que pode ser até 1,5 bilhão de barris de óleo, de volume recuperável. Mas isto é sempre rumor de mercado, a Petrobras nunca confirmou. A única coisa que a gente sabe de fato é que são seis descobertas com um índice de sucesso altíssimo nessa área, daquilo que a gente vê também de dado público o índice de sucesso aí pode estar perto dos 80% de poços que a Petrobras furou, ou seja, poços pioneiros e poços de delimitação, que até não tem muito, mas tem. Então, são sempre estes dados que vêm, mas é uma área que tem uma visibilidade realmente muito grande em termos de sísmica e etc.

Mas um dado oficial a gente não tem que possa substancializar estes volumes. Provavelmente a Petrobras, ao longo de seu processo de *farm out*, poderia talvez estar divulgando, ou se ela concluir, que a gente espera até que ela conclua, foi um dado bom, ela está pondo *farm out*, mas está mantendo a operação, o que é uma renovação da crença da Petrobras nessa área. A Petrobras está mantendo operação de todos os blocos, e que isto, então, para nós, foi um certo conforto de que ela quer provavelmente acelerar alguma coisa aí. Eu não tenho procuração para falar em nome da Petrobras, mas o fato de a Petrobras manter esta operação significa que ela mantém o interesse para estas áreas, tá?

Com relação à produtividade e seu impacto no sistema definitivo dos poços, eu vou passar aqui para o Danilo, que pode ilustrar bem para você aquilo que nós já obtivemos e a nossa crença de que isto possa vir a ser um elemento substancial para esta decisão.

Sr. Danilo: Bom dia Luiz. Como o Lincoln e Paula mencionaram durante a apresentação, o sistema antecipado de Atlanta está respondendo exatamente como previsto em termos de produtividade, ambos os poços nos primeiros dias de funcionamento produziram muito, além do que a gente tinha previsto, acima de 10 mil barris por dia cada um, mas tendo em vista o tempo que eles ficaram aguardando, quatro anos, para a bomba entrar em funcionamento, como eu já disse antes, entre a bomba e o FPSO existem quatro conexões elétricas feitas submersas e o que deteriora no funcionamento desta bomba, quando a gente fala que ela tem uma vida média de 12 e meio anos, não é propriamente a bomba, e sim justamente esta transição da eletricidade do FPSO para ela.

Então, este tempo a gente achou excessivo, tanto que estas bombas de fundos são dois e nós instalamos quatro e as quatro que nós instalamos no fundo do mar estão funcionando perfeitamente, e esperamos que ela continue assim porque cada um dos módulos de bombeio no fundo do mar possuem duas bombas.

Então, a produtividade está muito boa, nós estamos monitorando a pressão do reservatório com um medidor de pressão a nível do reservatório, mostra exatamente a previsão de pressão que nós imaginávamos, mostra também o quanto a perda de carga que a bomba quebrada no fundo do poço está exercendo contra a pressão do reservatório. Para vocês terem uma ideia, a pressão do reservatório é de cerca de 240 kg e nós estamos perdendo de 35 a 45 kg só para passar esses 100 m de bomba, o que, dentro da produtividade, seria praticamente 3.500 a 4.500 barris de óleo a mais em cada poço.

Então, a gente está tranquilo com relação ao reservatório, rapidamente nós decidimos furar o terceiro poço, já fizemos o *bid* da sonda, estamos na análise das propostas e devemos fechar este contrato até o final do mês, avaliamos o custo e fizemos propostas aos sócios para a substituição das bombas que estão quebradas no poço aproveitando inclusive a sonda que vai perfurar este terceiro poço, aproveitando o custo também da sonda que veio baixo em nossa estimativa, e o recebeu a notícia que, exatamente antes de entrar neste *call*, que o sócio está aprovando também esta intervenção.

Com isso, nós deveremos retornar ao patamar que nós estimamos lá no início, entre 27 e 30 mil barris por dia, no segundo trimestre de 2019. Então, nós temos que furar o terceiro poço, colocar o terceiro poço em produção, parar um dos poços, intervir, estamos estimando em 45 dias para intervir e substituir a bomba, colocar em produção este primeiro poço que fizemos a intervenção, parar o segundo, intervir, mais 45 dias e ao final teremos os 3 poços produzindo.

Com isto, também gostaria de dizer que estamos plenamente satisfeitos com toda a engenharia de um planejamento do sistema antecipado. Para você ter ideia, a temperatura do fundo do reservatório é 41 graus, é baixíssima, uma preocupação que sempre tivemos

porque este óleo congela na temperatura do fundo do mar, fizemos uma linhas, pela primeira vez no Brasil, especiais, com isolamento térmico e estamos saindo do reservatório com 41 graus e estamos conseguindo chegar com o óleo a 40 graus no FPSO. Então, muito bom resultado.

Também a maneira de preservar as linhas para que não haja congelamento mesmo que haja parada longa. Nós tivemos no mês de maio 13 paradas do FPSO, no mês de junho 10 paradas, no mês de julho 5 paradas e em todas elas nós aplicamos exatamente a metodologia de conservação substituindo as linhas por óleo diesel e funcionou perfeitamente, o que nos deu a segurança que nosso projeto é robusto quanto à garantia de produção.

Então, já estamos estudando o projeto de sistema definitivo para fazer as ações devidas ao longo de 2019. Nós estamos confiantes em Atlanta. E em relação ao óleo vendido, nós, por uma questão de confidencialidade, nós não podemos divulgar o valor, mas posso dizer a você que o preço de desconto do Brent está compatível com qualquer óleo deste grau API de 14 graus, está compatível e dentro das nossas estimativas de desconto. Então, por conta de confidencialidade e ainda a formação de mercado, porque nós temos várias ofertas de venda em vários locais, a gente não está autorizado a divulgar este número. Mas está dentro das nossas estimativas apregoadas aqui ao longo destes nossos contatos.

Sr. Luiz: Justo. Danilo, só um *follow-up* nessa segunda pergunta. Então, assim, assumindo os dados que vocês têm hoje, vocês seguiriam com o sistema definitivo, correto?

Sr. Danilo: Correto. O preço de óleo está bastante estável, os *forecasts* estão muito próximos desse preço de 70, é um preço que viabiliza o sistema definitivo e estamos já preparando todo o processo para submeter aos sócios logo no meio de 2019 só aguardando um pouco mais a consolidação deste sistema antecipado e lançar para a aprovação dos sócios.

Sr. Luiz: Perfeito, obrigado Lincoln, obrigado Paula, obrigado Danilo. Um abraço!

Sr. Lincoln: Abraço Luiz, obrigado.

Sra. Paula: Um abraço.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem de Gustavo Allevalo, Banco Santander.

Sr. Gustavo: Oi, boa tarde, Gustavo Allevalo aqui falando. Falando ainda da produção de Atlanta, Lincoln, eu tenho uma dúvida aqui: o quê que faria vocês suspenderem a produção? Qual patamar de produção para vocês suspenderem as atividades ali na região? E qual seria a intenção para perfuração deste terceiro poço dado que as estimativas iniciais eram de 20, depois 16 e agora 13, e é só este problema mesmo na bomba ou existe algum problema de perfuração ou alguma outra coisa que seria necessário? Obrigado.

Sr. Lincoln: Gustavo, você me desculpe, mas a sua ligação chegou bastante truncada aqui. Eu vou repetir aquilo que nós conseguimos entender, que qual seria o nível de produção que poderia interromper a produção de um poço. Não sei se é do poço ou do campo. Um ponto. E o segundo é uma reafirmação de o quê que causou a mudança na nossa previsão de 16 mil barris mais ou menos 10% para os atuais 13, e se a causa foi especificamente da bomba. Eu pergunto para você se essas são as suas duas perguntas.

Sr. Gustavo: Foi isto mesmo.

Sr. Lincoln: Bom, obviamente eu reafirmo o quê que o sistema antecipado significa. O sistema antecipado é um projeto que não chega a ser um piloto porque ele já tem um investimento e já tem a produção de três poços e etc., mas ele é para angariar dados, a função principal dele é nos trazer dado para poder fazer obviamente a previsão para o sistema definitivo, onde você tem um envolvimento, um *upfront* de Capex maior. Então, ele tem que cumprir com esta decisão.

Nós é que fizemos algo um pouco além disto para tentar não só fazer investimento para a obtenção de dados, mas também ter algum tipo de remuneração (e por isso que nós pensamos no sistema para três poços), de tal forma que a gente tivesse no mínimo, no mínimo, o custo operacional sendo satisfeito. Hoje a gente está vendo que nós estamos operando mesmo com os dois poços com um custo menor do que a receita operacional, e com o terceiro poço vai aumentar mais ainda.

Então, teoricamente, um poço não poderia continuar produzindo se ele tivesse uma produção tal que nem pagasse o custo operacional atribuído a ele. Nós estamos longe dessa situação, nós estamos longe dessa situação porque hoje nós estamos com uma produção já razoavelmente estabilizada e esta produção dá um retorno operacional obviamente acima deste custo.

Então, nós não vemos nada hoje, a não ser um problema mecânico muito sério com o poço ou, aí sim, e faz parte do SPA, a gente tivesse uma produção de água no poço não hoje esperada. A produção de água é praticamente irrelevante hoje, é uma água conata, não é a água do contato óleo-água, quer dizer, a água que empurra este óleo.

Então, uma produção de água não esperada, sem dúvida nenhuma, poderia forçar o fechamento do poço, não porque nós não podemos ficar com poço produzindo água e óleo, pode sim, é que a planta não tem capacidade de tratamento da água para descarte e é por isso que a gente projetou este sistema antecipado de ficar produzindo até 3 a 3 anos e meio. Três anos e meio seria um número mais adequado hoje, que é quando a gente espera que comece a produção de água. Aí sim, este é um poço que fica fechado aguardando o sistema definitivo, que virá com a previsão de produção e de tratamento para água.

Então, esta que é a condição, e ela é extrema, eu posso dizer para você que ela é a extrema. Agora, com relação à produção, foi isto mesmo, nós começamos produzindo bem, as duas bombas começaram bem, como o Danilo já explicou e teria condição de ir mais a fundo caso vocês queiram entender um pouco isto, e a nossa previsão foi baseada nesta evolução do *ramp-up*. Nós estamos com um *ramp-up* e hoje já não estamos mais, mas na ocasião a gente estava com o *ramp-up* da produção e estava bem até que a bomba começou a falhar, voltou, falhou e voltou, falhou, até que falhou definitivamente.

Então, nós aguardamos, nós mantivemos aquela produção inicial, que é o que ela estava de fato começando a dar, e nós aguardamos então a nova divulgação quando a gente conseguiu ter um número que fosse adequado para divulgar a vocês. Nós temos esta responsabilidade de trazer para vocês, mas, ao mesmo tempo que nós modificamos para 13.000, eu quero reafirmar, como já foi dito aqui, que foi em função da bomba. Ou seja, esta diminuição é em função da bomba de fundo, porque as bombas do leito marinho estão funcionando e estão funcionando dentro da expectativa que nós tínhamos para ela. Há uma perda de carga natural entre a bomba do fundo marinho e a bomba que está encostada no reservatório.

Então, foi isso que causou, e felizmente para todos nós não foi a chegada de água, não foi nada até o momento. Até o momento tudo está dentro daquilo que foi feito da simulação

matemática, que foi baseada inclusive nos testes que nós havíamos já realizado na época da perfuração do poço, do teste de formação, isto tem substância, e a bomba ao falhar veio desse entendimento que está dentro das nossas expectativas.

Com o terceiro poço e a instalação da outra bomba no fundo, e que para nós demonstra esta confiança que a gente teve até o momento nos dados obtidos do reservatório, nós então esperamos voltar para aqueles 10 mil iniciais e tomamos a decisão, como o Danilo falou, soubemos hoje a confirmação dos sócios de que temos a aprovação da intervenção nos dois poços, e com a remoção da bomba nós vamos poder avaliar exatamente o quê que aconteceu com esta bomba: É um problema mecânico, é um problema já, como bem definido pelo Danilo, que é o normal que acontece com estas bombas os problemas de conexão elétrica? Pois eletricidade com água salgada não é o melhor casamento e tem um histórico destas bombas já da Bacia de Campos, mais de 100 instaladas, e normalmente os problemas são devidos a estas conexões.

Então, nós reafirmamos isto para vocês, e tanto é que a gente deve fazer o investimento, não definido ainda o montante, que é muito recente estas decisões, mas que a gente já vinha estudando, para a recuperação da produção destes dois poços juntamente com a perfuração do terceiro posto.

Sr. Gustavo: Está claro Lincoln. Só um *follow-up*, se você puder compartilhar com a gente qual que foi o nível de produção no mês de julho, ajudaria bastante a gente nas projeções. Obrigado.

Sr. Lincoln: Continua ruim, mas antes de passar para o Danilo aqui, a gente tinha... o nível de produção de julho, é isto que você quer saber? Quanto é que nós produzimos em julho, é isto?

Sr. Gustavo: Isto mesmo.

Sr. Lincoln: A média ficou em 13 mil e chegou a produzir 13.400-13.500, porque às vezes você tem alguma parada e muitas vezes espúria no próprio FPSO, tanto que ele está ainda em fase de estabilização, nós estamos já até com um nível operacional hoje acima dos 95% do FPSO, mas ele tem melhorado dia a dia e muitas vezes, então, quando tem isto, o poço pode parar 1h ou 2h e aí a média cai. Mas nós chegamos a produzir 13.400-13.500 e na média do mês então de julho nós estamos nos 13 mil, que é o que nós estamos divulgando para vocês.

Sr. Gustavo: Está claro, obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta foi encaminhada via webcasting pelo Sr. Sérgio Simon. A pergunta diz: "Segundo mensagem da presidência, a QGEP pretende direcionar parte dos recursos em caixa aos acionistas. Como acionista, minha pergunta é: Existe previsão de quando isso ocorrerá? Para o planejamento do investidor é importante saber mesmo que a QGEP pretenda distribuir somente em 2019, a exemplo do que fez em 2018. Comentei sobre isto por favor."

Sra. Paula: Bom dia, obrigada pela pergunta. Com relação à utilização do caixa, isto, na verdade, é uma discussão ainda em andamento na administração da companhia envolvendo não só os diretores, o conselho, acho que faz parte do planejamento de longo prazo da companhia. A gente neste momento não tem nem valor, nem data, nem se a gente teria ou não alguma outra distribuição de dividendos extraordinários.

O que a gente tem hoje na nossa política são os 15 centavos por ação, isso é algo que a gente tem previsibilidade e vem cumprindo aí ao longo dos últimos anos os 15 centavos por ação, e acho que dividendos extraordinários eles acontecem na medida que a gente identifique um excesso de caixa dentro do planejamento da companhia.

A gente hoje ainda tem alternativas de alocação de caixa que vêm sendo estudadas, a gente não quer comprometer o crescimento ou a financiabilidade da companhia no longo prazo em função de distribuição no curto prazo porque a gente quer crescer a companhia, então a gente tem alternativas que estão sendo estudadas. Caso a gente mais para frente identifique que a gente ainda tem um excesso de caixa, sem dúvida nenhuma, a gente está atento a dar a liquidez e criar valor para os nossos acionistas.

Acho que este é o racional da administração, é assim que a gente vem procedendo nos últimos anos e é assim que a gente espera continuar. Ou seja, o foco inicial é o crescimento da companhia, mas sempre que a gente identificar que tem um excesso de caixa a gente vai considerar a distribuição da liquidez para o acionista como forma de melhorar a rentabilidade.

Operadora: A próxima pergunta também foi encaminhada através webcasting pelo Sr. Cláudio Muller: "Um, quando devem trocar as bombas de Atlanta? Quanto tempo estimado de parada? Dois, há estratégia para reduzir o desconto para Brent? Qual é penalidade se romper o contrato com a Shell? Três, antecipando o sistema definitivo de Atlanta, já tem um FPSO maior em vista? Como fica o Petrojarl com esta antecipação? Quatro, os operadores confirmam para 2019 poço em ES-M-598 e CAL-M-372? E por último, Dommo continua opinando normalmente nas decisões de investimento em Atlanta?"

Sr. Danilo: Vamos lá, na ordem aqui. Quando devemos tocar as bombas de Atlanta, como já mencionei, logo após a perfuração do terceiro poço, que está previsto iniciar no primeiro trimestre de 2019, então fica para o segundo trimestre de 2019 a substituição destas bolsas. O tempo estimado de parada de cada poço para esta troca é de 45 dias.

Quanto à estratégia para a redução do preço do Brent, dificilmente, porque isto é uma posição de mercado mundial. Os óleos são marcados ao desconto do Brent em função do seu peso, densidade (que é o grau API) e das suas qualidades ou defeitos na sua composição, se tem enxofre, se tem CO². Então, como Atlanta é um óleo novo, ele inicia com o desconto do grau API, que é 14 graus, e sobe ou desce de acordo com o que cada refinaria aproveita ou dá melhor margem para este óleo. Então, por isso que nós não estamos divulgando um valor de desconto, porque cada refinaria vai fazer a sua destilação e ver qual é sua margem de lucro.

A penalidade de ruptura do contrato com a Shell, este contrato é um contrato feito com os três sócios, de uma venda conjunta com os três sócios via Shell e a penalidade futura deste contrato ela é confidencial claro, mas existe uma multa caso nós rompamos, da mesma maneira que se eles romperem também eles têm uma multa. Mas nós não vislumbramos qualquer problema visto que a Shell é um dos maiores *players* do mundo. Então, estamos, por enquanto, bem satisfeitos com a operação deles.

Quanto ao sistema definitivo de Atlanta, não, não temos nenhum FPSO à vista. O processo deverá ser similar ao sistema antecipado, devemos emitir uma especificação, abrir um *bid* com os fornecedores já costumeiros e a partir deste *bid* provavelmente teremos 24 a 30 meses aí de construção ou adaptação do FPSO.

Quanto ao Petrojarl, nós temos um contrato, quando contratamos o Petrojarl a gente já sabia que o prazo de produção dele era 3 anos, fechamos um contrato de 5 anos, ou seja,

ele pode ser estendido caso haja demora no sistema definitivo, ele pode ser estendido até 5 anos. Então, o Petrojarl está tranquilo no seu contrato, não tem nenhuma surpresa para ele nisto daí.

A última pergunta, passar para o Mendes, se os operadores confirmam para 2019 poço no Espírito Santo 596 e CAL-M-372.

Sr. José Milton Mendes: O poço de Camamu Almada ele está dependendo de licença ambiental, o bloco atualmente está parado, o relógio está parado da concessão e o consórcio está avaliando a melhor alternativa a partir do momento que tiver esta liberação da licença ambiental. Existe um compromisso de perfuração neste bloco 372, mas que será avaliado ainda até o momento que tiver a licença de perfuração na área.

Com relação ao Espírito Santo, a gente tem a possibilidade de entrar em uma fase de extensão do prazo do primeiro período exploratório, ainda não tem nada definido em relação à perfuração ou não no bloco do Espírito Santo. Sergipe-Alagoas, como o Lincoln já falou, a expectativa dos sócios é para início de perfuração a partir de 2020, todos os sócios estão bastante otimistas e ansiosos para ter os dados sísmicos 3-D que está em aquisição atualmente e ter o início da campanha de perfuração nessa área de Sergipe-Alagoas.

Sr. Lincoln: Eu poderia complementar o que o Mendes está dizendo que, para o CAL-372, a gente tem uma previsão orçamentária para 2019, nós mantivemos esta previsão, mas tem que incorporar isto que o Mendes está dizendo, que tem decisões aí a ser tomadas pelo operador. Mas está no nosso Capex, acho que são US\$16 milhões previstos. Espírito Santo não porque ainda tem a decisão, está muito mais aquém esta decisão, como já foi anunciado aí.

Operadora: Nossa a próxima pergunta também vinda da webcasting vem do Sr. Calvin Romani, empresa Ômega: "Primeira pergunta: qual a estimativa de quando será a assinatura do contrato de individualização da produção para o pagamento de 38% da venda do bloco BM-S-8 restante? Segunda pergunta: no *release* do 1T vocês comentaram que a posição de caixa seria fortalecida ainda mais com o recebimento da parcela de 70 milhões referentes aos contratos de *farm out* dos blocos de bacia de Sergipe-Alagoas, mas estes valores ainda não vieram. Quando será que vêm?"

Sra. Paula: Bom dia. Com relação ao processo de unitização do BM-S-8, na verdade, é um processo que o fato de a gente ter consórcios muito parecidos na área dentro do bloco BM-S-8 e na extensão da descoberta de Carcará que está fora do bloco BM-S-8, ela facilita bastante este processo. Mas a nossa expectativa interna (e aí é só uma expectativa, a gente não é parte desta negociação do contrato de unitização) é que esta parcela possa vir por volta de 2020, então seria daqui uns dois anos, dois anos e meio mais ou menos é a nossa expectativa para o recebimento desta última parcela.

Com relação aos 70 milhões do *farm out* de Sergipe-Alagoas, eles já foram integralmente recebidos.

Operadora: Nossa próxima pergunta também do webcasting do Sr. Cláudio Muller: "Dommo continua opinando normalmente nas decisões de investimento em Atlanta?"

Sr. Lincoln: Obrigado. Posso dizer que não. Os documentos que nós temos e que regem a governança do consórcio, que chama-se *Joint Operating Agreement*, não permitem para companhias que estejam em *default* participarem das decisões, e ao mesmo tempo que eles estão em *default* também, não fazem já há algum tempo.

Desta forma, as decisões que o operador e o consórcio tomam não têm anuência da Dommo enquanto eles estiverem nesta situação em que se encontra hoje o bloco e o *default* deles.

Operadora: Com licença, lembrando que para fazer perguntas por áudio basta digitar asterisco um, estrela um.

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

Sr. Lincoln: Muito bem, eu agradeço a presença de vocês, as perguntas que foram feitas e esperamos ter elucidado as questões que vieram com esta mudança do *guidance* da produção, mas sempre também deixando bastante claro aos senhores da nossa crença e das nossas expectativas positivas com tudo o que nós obtivemos até então no contrato de Atlanta, da mesma forma que esperamos a continuidade da produção em Manati nos níveis já divulgados para os senhores, e que sem dúvida nos trarão bastante alegria ao longo deste 2018 e 2019.

E eu quero encerrar esta a apresentação destacando que assim que tivermos mais elementos no que concerne a contratação da sonda, que já está bem adiantado o processo interno da seleção da sonda que vai perfurar, bem como quando obtivermos já e aí é fundamental ter a sonda e os custos associados à perfuração do terceiro poço e vão balizar as intervenções que vamos fazer nos poços, nós estaremos então divulgando aos menores com relação a qual pode ser o Capex e etc..

Quero dizer que tudo tem realmente andado dentro dos conformes e dentro das expectativas que nós tínhamos e dentro de todas as mitigações que nós esperávamos fazer, seja com relação ao poço, seja com relação às decisões de perfuração.

Quero reafirmar que, caso houvéssimos e caso tivéssemos ou caso duvidássemos da capacidade desta produção com o que nós obtivemos até o momento, nós não estaríamos tomando a decisão do terceiro poço, porque o que obtivemos é relevante para esta discussão do terceiro poço.

E quero esclarecer também que parte dos equipamentos já foram até adquiridos há algum tempo e nós estamos, então, iniciando o processo de aquisição dos demais equipamentos que vão suportar não só a perfuração, mas sobretudo a completação deste terceiro poço e de agora em diante as outras ações que vão nos subsidiar para a intervenção na troca destas bombas.

E eu espero, então, no mais curto prazo, poder trazer outras novidades para vocês e mantê-los sobretudo informados do que está acontecendo, mais uma vez com transparência e com bastante crença de que o futuro da Companhia é realmente continuar a crescer e estar bem presente na indústria aqui do Brasil e reconhecendo de todas as maneiras e trazendo valor aos nossos investidores.

Reafirmo mais uma vez que as nossas linhas aqui da área de relação com investidores estarão sempre à disposição de vocês para maiores esclarecimentos, assim como todos nós aqui da diretoria e os técnicos da QGEP. Muito obrigado e tenham um bom-dia.

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