

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da QGEP, para discussão dos resultados referentes ao primeiro trimestre de 2015. Estão presentes hoje conosco o Sr. Lincoln Rumenos Guardado, CEO da Companhia, o Sr. Danilo Oliveira, Diretor de Produção, o Sr. Sergio Michelucci, Diretor de Exploração e o Sr. Juan Soler, Gerente Financeiro.

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

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

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

Sr. Lincoln Rumenos Guardado: Boa tarde e obrigada a todos por participarem da teleconferência de resultados para apresentar o desempenho e as perspectivas da QGEP no primeiro trimestre.

Estão comigo Sérgio Michelucci, Diretor de Exploração, o Danilo Oliveira, Diretor de Produção e saliento que a nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, a Paula Costa Côte-Real, está de licença maternidade e, portanto, teremos hoje conosco o nosso Gerente Financeiro, Juan Soler, para enriquecer algumas de nossas discussões.

Gostaria de iniciar meus comentários como uma perspectiva estratégica sobre nosso desempenho no período. Estamos dentro do prazo previsto em nosso planejamento, pautado com pragmatismo sempre voltado à geração de valor de médio e longo prazo para os nossos ativos.

Desta forma, a flutuação dos preços do petróleo, ainda que tenha conseqüência da indústria como um todo, não nos afeta materialmente no curto prazo, permitindo que possamos implementar a nossa estratégia de maneira bastante eficaz.

Além disto, a evolução positiva no cenário institucional brasileiro do ponto de vista macroeconômico e setorial da nossa indústria poderá oferecer oportunidades de crescimento estável para a nossa companhia.

Gostaria de salientar que parte desta resiliência advém do fato de que nossa receita de Manati não está indexada aos preços do petróleo. Nossa exposição ao preço do barril só ocorrerá quando começarmos a produzir no Campo de Atlanta, em meados de 2016.

O desaquecimento da indústria, que teve impacto nos segmentos de serviços, nos beneficiou nas negociações dos equipamentos e serviços que contratamos para a produção de Atlanta.

É também encorajador observarmos que os preços do petróleo estão se estabilizando acima dos US\$60,00 por barril e que as previsões indicam que estes preços continuarão a subir gradativamente até o início de nossa produção em 2016.

Continuamos com a gestão ativa de nosso portfólio a fim de assegurar uma adequada relação risco x retorno com a visão focada no médio e longo prazo. Nossa situação financeira nos coloca em posição favorável para avaliar oportunidades que possam surgir nestas condições de mercado e agregar valor ao nosso portfólio.

Também gostaria de pontuar alguns destaques operacionais e financeiros do primeiro trimestre: Primeiro, continuamos com uma forte geração de caixa através de nossa participação de 45% no Campo de Manati, mesmo levando em conta a ligeira queda na produção.

Segundo, anunciamos também os resultados do relatório de certificação da Gaffney, Cline & Associates do Campo de Manati. Conforme esperado, as reservas ficaram em linha com os relatórios anteriores e com a produção registrada no período. Isto confirma a boa previsibilidade que temos deste ativo e salientamos a importância deste campo para a produção de gás no nordeste do Brasil.

Em terceiro, prosseguimos com a preparação para a produção de óleo pesado no Campo de Atlanta; contratamos equipamentos e serviços necessários para que eles estejam prontos quando o FPSO chegar na locação em aproximadamente 9 meses, ou seja, próximo a fevereiro/março do ano que vem.

Quarto, a perfuração dos poços de extensão de carcará prossegue conforme planejado e todas as indicações apontam para que tenhamos os resultados a partir do final do terceiro trimestre deste ano.

Por fim, iniciamos 2015 de uma maneira sólida do ponto de vista financeiro fechando o primeiro trimestre com saldo de caixa de R\$1,3 bilhão; o que nos dá flexibilidade para avaliarmos opções de crescimento no presente e futuro próximo.

Passando agora para o slide 5 temos alguns destaques financeiros. Na tabela acima observamos que o Ebitdax do primeiro trimestre de 2015 está em linha com o do quarto trimestre do ano passado, mas apresenta uma redução em relação ao primeiro trimestre de 2014, justificado por maiores atividades em aquisição, análise e processamento dos dados sísmicos que seguiu este ano. Destacamos que a margem Ebitdax se manteve próxima a 60%, demonstrando a alta rentabilidade da companhia e deste ativo.

Como nos trimestres anteriores, continuamos apresentando uma sólida posição financeira. Nosso caixa em 31 de março deste ano, que é de 1,3 bilhão, nos dá condições de cumprir as nossas obrigações de curto e médio prazo enquanto também nos dá flexibilidade para aproveitar potenciais oportunidades que possam surgir.

Os empréstimos de longo prazo junto ao FINEP e ao BNB, que ajudam tanto a otimizar a nossa estrutura de capital quanto a fazer frente ao nosso plano de investimento, totalizam R\$370 milhões já desembolsados por estas instituições.

Além desta sólida posição de caixa, ainda temos espaço no nosso balanço para futuras alavancagens. Outro ponto relevante do trimestre foi o nosso resultado financeiro líquido, que aumentou em quase 50% em relação ao mesmo período do ano passado.

A principal justificativa para este movimento foi a desvalorização cambial de 21% neste trimestre, que aumentou significativamente a rentabilidade do fundo cambial de *hedge* da companhia. Este aumento de rentabilidade foi parcialmente compensado por uma maior despesa de variação cambial decorrente da provisão de abandono dos poços de Manati e Atlanta.

Como consequência destes efeitos da desvalorização do Real neste trimestre, da ordem aí de 21%, a companhia apresentou a linha de Imposto de Renda e Contribuição Social substancialmente maior do que nos trimestres anteriores, afetada pelo aumento da receita financeira, que significa também num aumento na receita tributável. Ao mesmo tempo, o aumento da despesa da variação cambial na provisão de abandono não é dedutível para fins fiscais.

Desta forma, a companhia encerrou o primeiro trimestre de 2015 com lucro líquido de R\$29 milhões; 15% superior ao mesmo período do ano passado.

Passando para o slide seis, conforme mencionado anteriormente, os resultados do Campo de Manati mostram uma redução de produção neste trimestre em relação ao primeiro trimestre de 2014 ainda que a queda na receita tenha sido atenuada, em parte, pelo reajuste contratual do preço do gás. Como resultado a receita caiu apenas 1% em relação ao primeiro trimestre de 2014, mesmo com a queda de 5% de produção no período.

Esperamos que haja uma reversão na tendência de queda da produção no segundo semestre de 2015 quando a construção da planta de compressão do campo for concluída e a estação entrar em operação. Daremos maiores detalhes acerca do andamento desta obra mais adiante na apresentação.

Passando para os slide sete observamos uma redução nos nossos custos operacionais, tanto na comparação trimestral quanto na anual. Em ambos os casos, os principais fatores foram relacionados à menores custos com *royalties* e participação especial em função da menor produção, bem como menores custos de manutenção.

As despesas gerais e administrativas apresentaram ligeiro aumento em relação ao mesmo período do ano passado, passando de R\$12 para R\$14 milhões relacionadas, principalmente, a um incremento no serviço de consultoria para aprimoramento dos sistemas de gestão e controle da companhia.

Em comparação aos trimestres anteriores houve redução das despesas gerais e administrativas, uma vez que no quarto trimestre de 14 tivemos uma concentração de despesas relacionadas à participação nos lucros anuais.

Os gastos exploratórios foram de R\$10 milhões no primeiro trimestre de 2015, representando uma redução significativa em relação ao primeiro trimestre e ao quarto trimestre de 2014. Os gastos exploratórios do primeiro trimestre estiveram majoritariamente relacionados à aquisição sísmica e aos estudos geológicos e geofísicos para os blocos adquiridos na 11ª rodada de licitações da ANP.

No primeiro trimestre de 2014 os gastos exploratórios incluíram um valor de R\$28 milhões relacionados à devolução do poço Biguá para a ANP e no quarto trimestre de 2014 tivemos uma baixa de R\$34 milhões decorrentes da devolução do Bloco BM-CAL-5.

Passando para o slide 8, temos uma visão de nosso plano de investimentos para 2015 e 2016, que está em linha com o anteriormente anunciado na teleconferência do último trimestre. Esperamos investir cerca de US\$187 milhões em 2015 e os dois empreendimentos que mais absorverão recursos, como vocês podem ver, são o BS-4 e o BM-S-8, cuja previsão de consumo será de US\$62 milhões e US\$55 milhões respectivamente.

A planta de compressão de Manati e a aquisição de dados sísmicos para os blocos da 11^a Rodada da ANP também exigirão valores representativos de Capex, da ordem de US\$21 milhões de US\$27 milhões respectivamente.

Em 2016 o Capex total cairá para US\$165 milhões e será empregado, em grande parte, na atividade de exploração, que absorverão cerca de US\$62 milhões deste total. O investimento no Bloco BM-S-8 aumentará e também alocaremos cerca de US\$33 milhões para perfuração no Bloco CAL-M-372 na Bacia de Camamu.

Agora, revisarei cada um dos nossos principais ativos em mais detalhes. Por favor, passem para o slide 10, onde destacamos que a construção da planta de compressão de Manati continua no prazo e no orçamento previsto, e vocês podem ter uma idéia panorâmica de como está o andamento destas obras com destaques da planta geral e da posição que estão os nossos compressores.

Destacamos que 70% desta construção já está concluída. O objetivo desta planta é elevar a pressão de bombeio do gás a fim de aumentar a capacidade de produção do campo para 6 milhões m³ por dia. Os próximos passos incluem a conexão do *slug catcher* e a interconexão com o gasoduto. O investimento total desta planta, líquido para a QGEP, será de aproximadamente US\$28 milhões.

Para conectar a planta ao campo o consórcio interromperá a produção por cerca de 20 dias e, como consequência, teremos uma redução na produção do segundo trimestre para uma média de cerca de 4,5 milhões m³ por dia. A planta entrará em produção no meio do ano quando a capacidade de produção, desta maneira, retornará a 6 milhões m³ por dia. Com base nestes números, nossa capacidade de produção será de aproximadamente 5,5 milhões m³ por dia para este ano, como média.

Passando para o slide 11 destacamos o progresso que obtivemos nas ações com relação ao Bloco BS-4, sobretudo Atlanta. Neste campo progredimos para ter o primeiro óleo em meados do próximo ano. Este importante ativo possui reservas 2P de 191 milhões de barris e 3P de 269 milhões de barris, conforme o relatório independente da Gaffney & Cline.

Além disto, a QGEP como operadora destes campos tem feito esforços para avançar no desenvolvimento superando os desafios técnicos demonstrando a expertise de nossa equipe. O desenvolvimento de Atlanta se dará por meio de um sistema de produção antecipado através do FPSO Petrojarl I, que está sendo customizado em Roterdã e chegar à locação no primeiro trimestre de 2016.

Anunciamos recentemente a contratação de duas companhias de renome internacional para o desenvolvimento deste ativo: a GE Oil & Gas vai prover o campo com linhas

flexíveis umbilicais e equipamentos associados, enquanto a McDermott International será responsável pela engenharia e instalação dos mesmos.

A curva de produção em destaque na figura é esperada para o Campo de Atlanta considerando 3 poços de produção para o SPA. Em princípio, produziremos através de 2 poços a uma capacidade total de 25.000 barris/dia e o consórcio está avaliando a perfuração de um terceiro poço dependendo das condições de mercado, o que aumentaria a produção para 30.000 barris diários.

O sistema definitivo deverá começar a partir de 2019 com a produção aumentando para aproximadamente 75.000 barris/dia em 2021. O Capex total para o sistema de produção antecipado, incluindo a perfuração do terceiro poço, está estimado em cerca de \$728 milhões, com Opex de \$480.000 por dia.

O slide 12 mostra o esforço que estamos realizando no bloco BM-S-8, sobretudo na descoberta de Carcará. Este ano nosso foco é a perfuração de dois poços de extensão e um teste de formação. A primeira fase do primeiro poço de extensão já foi perfurada. Atualmente, estamos perfurando o segundo poço de extensão e as operações, e os resultados obtidos até o momento estão dentro das previsões que queríamos. Esperamos atingir a profundidade final de 6.400 m no meio de 2015.

Após o término, a sonda será deslocada para perfurarmos a segunda parte do primeiro poço de extensão até uma profundidade final estimada de 6.600 m.

No terceiro trimestre de 2015 o cronograma prevê ainda um teste de formação no segundo poço de extensão, utilizando uma outra sonda e não esta que detém a capacidade de perfurar com o MPD.

O objetivo destes poços é prover dados sobre tamanho, acumulação, produtividade dos poços e outros dados de fundamental importância do reservatório de Carcará, que são vitais para o planejamento da produção deste campo.

Esperamos ter resultados preliminares do poço, ora em perfuração, no final do terceiro trimestre de 2015. Em 2017 temos ainda a previsão da realização de um teste de longa duração na descoberta. Também está em nosso planejamento iniciar a perfuração do prospecto de Guanxuma no final do ano de 2015.

O slide número treze mostra o status atual nos blocos que adquirimos na 11^a rodada de licitações. Estes são ativos, apesar de ser de fronteira exploratória, tem potencial para descobertas importantes e que deverão moldar o desenvolvimento de longo prazo da Queiroz Galvão Exploração & Produção.

Estamos trabalhando com diversos parceiros nestes blocos incluindo companhias locais, regionais e globais de óleo e gás, como operador de como parceiros nestes ativos tendo como ganho a troca de conhecimento, divisão de custos e a maior diversificação de nossas operações.

Até agora já concluímos os levantamentos sísmicos para Foz do Amazonas e na bacia do Espírito Santo, cujos dados estão em processamento. No Pará-Maranhão e no Ceará os levantamentos devem começar no segundo semestre do ano, uma vez que tenha sido liberada a licença ambiental pelo IBAMA.

Para 2015 e 2016 os custos destes dados sísmicos estão estimados em um total de aproximadamente \$39 milhões. Entre 2017 e 2018 vamos perfurar 4 poços exploratórios, conforme nossos compromissos assumidos na rodada em 2013. Os custos totais destes poços, como já enunciados, serão de aproximadamente \$200 milhões líquidos para a QGEP.

Passando para o slide 14 tentamos reproduzir um pequeno resumo das diferentes atividades de curto e médio prazo para os blocos na fase de exploração da Queiroz Galvão Exploração & Produção, onde destacamos uma concentração da perfuração exploratória dos blocos do Sudeste para o biênio 2015 e 16 no topo desta tabela e o esforço de perfuração para a margem equatorial, na parte debaixo da tabela, a partir do segundo semestre de 2017, dando-nos uma certa elasticidade para os nossos desembolsos.

Como vocês puderam ver ao longo desta apresentação, a QGEP possui um portfólio de ativos em diferentes estágios de maturação, que envolvem produção, desenvolvimento da produção e a exploração. Temos importantes marcos no nosso portfólio, incluindo a compressão de Manati para este ano, o início da produção de Atlanta para o próximo ano e a campanha de perfuração na descoberta de Carcará e cuja produção vai moldar um crescimento substancial para a QGEP.

Estamos preparados para avançar com este planejamento neste período desafiador para a indústria de óleo e gás pelos seguintes fatores: (i) a contínua gestão disciplinada que temos em relação ao nosso portfólio e investimentos, (ii) nossa expertise técnica, que é um diferencial fundamental da companhia no curto, médio e longo prazo, e (iii) a flexibilidade que possuímos com a nossa posição de caixa privilegiada.

As condições no mercado brasileiro e no mercado global de óleo e gás mostraram os primeiros sinais de reversão. Estamos em boas condições para atravessar este período desafiador e temos a flexibilidade financeira para nos aproveitar de oportunidades adicionais que possam surgir e crescer valor ao nosso portfólio.

Condições de negócios desafiadores trazem consigo inúmeras oportunidades para aqueles que tem visão, ousadia e obviamente uma base financeira adequada. A qualidade dos ativos de óleo e gás no Brasil não mudou. A nosso favor estamos observando os primeiros indícios de mudança em agências governamentais que poderão trazer um ambiente operacional mais flexível voltado à maior eficiência e dinâmica de execução de processos de exploração e produção. Além disto, o recente anúncio de aquisição da British Gas pela Shell foi para nós um motivo encorajador representando também um voto de confiança na produção presente e futura de óleo em águas profundas no Brasil. Portanto, continuamos otimistas em relação às perspectivas para nossa companhia e com a decisão que tomamos de focar nossas atividades em águas profundas no Brasil.

Gostaríamos de destacar também que a QGEP lançou recentemente o seu novo site, que foi criado como parte do compromisso da companhia com a transparência e integra informações institucionais de Relações com Investidores. Dentre as novas funcionalidades, estão a disponibilização de planilhas, gráficos interativos para auxiliar os investidores em suas análises e uma ferramenta de conversão de medidas, e na seção atividades estão informações úteis sobre exploração e produção de petróleo e gás. Convido todos os senhores a conhecerem e, de qualquer forma, interagirem com nosso site e as nossas gerências especializadas de RI e de Relações com Investidores e de comunicação com relação à isto.

Fico por aqui nas nossas observações e gostaria de abrir agora a nossa sessão de perguntas. Operadora, por favor, vamos passá-la.

Sessão de Perguntas e Respostas

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

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Luiz Carvalho, HSBC.

Sr. Luiz: Boa tarde Lincoln, boa tarde pessoal, tudo bem? Eu vou começar com duas perguntas aqui. A primeira é relacionada à Carcará. Logicamente a gente viu a Petrobras aí como um plano de desinvestimento bastante robusto e, pelo discurso da Diretora Solange, Carcará seria um campo que potencialmente se enquadraria neste plano de desinvestimento.

A pergunta é: Vocês teriam interesse em aumentar essa participação se vocês vêem um possível desinteresse da Petrobras, vamos dizer assim, podendo atrasar o cronograma da segunda parte do poço marcada para o final deste ano? E se você pudesse dar um *update* como está o processo de unitização deste campo.

A segunda pergunta é em relação à Manati. Eu queria que você desse um *update* de como está o contrato, a renovação do contrato de extensão do *take-or-pay* lá no campo. Obrigado.

Sr. Lincoln: Ok Luiz, prazer em ter você aqui conosco. Bom, eu vou começar a responder a sua pergunta pela última parte, com relação ao cronograma.

Sem dúvida, nós acompanhamos as declarações da Petrobras, mas até o momento, Luiz, com relação a qualquer mudança de cronograma, nós não vimos nenhum indício dessa possibilidade. Ao contrário, nós estamos com o poço indo muito bem inclusive, este poço está entrando no reservatório, é produtor do Campo de Carcará, está indo muito bem essa operação. A previsão de realização do teste após a conclusão da perfuração continua mantida, deslocamento da sonda para terminar o primeiro poço continua mantido e nós temos também a obrigação de iniciar a perfuração até o final do ano do poço de Guanxuma, que faz parte do PAD desta descoberta.

Então, com relação à perfuração, isto continua indo muito bem e nós não vemos nenhum sinal da Petrobras com relação a uma diminuição da velocidade de atividades nesta área. Pelo contrário. Então, até o momento nós não temos nenhuma indicação de que isto aconteça.

A unitização, inclusive, ela continua nas reuniões com a PPSA, já continuava, nós temos um *confidentiality agreement* já assinado para que haja troca de dados, na verdade, o fornecimento de dados da área para a PPSA, que está sendo conduzida pela operadora, a gente tem algum tipo de acompanhamento disso, inclusive estive numa reunião conjunta com todos os sócios, e isto está indo dentro do passo natural que a PPSA tem dado para discussões para fazer o tal do “pré-aip”, que é o pré-acordo de individualização da

produção, e isto também está andando dentro do passo adequado, até porque nós temos até o início de 2018 para declarar a comercialidade desta área.

Então, não vê sob o aspecto da exploração, uma descontinuidade no andamento das atividades nesta área e esperamos que ela continue nesta mesma velocidade.

Com relação à um eventual interesse, sem dúvida, nós temos grande importância a descoberta de Carcará, mesmo com 10% ele é um fator realmente de muita alavancagem para a companhia no futuro de geração de caixa, de estabilidade de receita pelo que isso pode trazer no longo prazo, é muito grande e, sem dúvida, nós vamos avaliar esta condição.

Temos uma pequena vantagem, por que esta é uma área onde os sócios detêm direitos de preferência em qualquer venda, e se isto for algo que se concretize através da Petrobras (e eu concordo contigo que dentro do que a Petrobras tem falado de eventualmente fazer algum desinvestimento em áreas em desenvolvimento e não em produção), sem dúvida, Carcará pode ou o BM-S-8 pode trazer algum tipo de prioridade neste sentido.

Se isto vier, nós vamos, no devido momento, avaliar, mas eu não creio que seja esta a eventual decisão de atraso ou não até em Carcará. Qualquer uma destas duas hipóteses, seja o desinvestimento, seja o não desinvestimento, qualquer uma delas pode ter pros ou contras.

Eu até acho um alívio (mesmo que parcial) das obrigações da Petrobras numa área como esta e outras que a Petrobras detém grandes participações, a Petrobras detém 66% aí, até ao contrário, poderia até acelerar pelo desencargo de um compromisso futuro de Capex, poderia até acelerar os futuros investimentos e até acelerar a futura potencial produção deste campo dado que (todos sabemos obviamente das dificuldades momentâneas que passam a Petrobras e um eventual alívio nisto) poderia ajudar a acelerar este processo e não ter nenhum tipo de atraso na produção futura.

Então, rapidamente, se temos interesse? Temos vantagem e sem dúvida vamos olhar com carinho como é que se desenrolaria este potencial desinvestimento da Petrobras.

Com relação à Manati, eu passo aqui para o Danilo, que está acompanhando este processo e vai esclarecer para você em que pé está esta negociação do contrato.

Sr. Danilo: Boa tarde, Luiz, este assunto deste contrato é sempre recorrente, né, e nós sempre dissemos que as condições comerciais deste aditivo nunca foram alteradas; eles já foram negociados há muito tempo e assim permaneceu.

A grande questão foi a negociação da curva de produção a ser assumida visto que existem compromissos de fornecimento, compromissos de compra por parte da Petrobras e o não cumprimento desses compromissos geram penalidades.

Então, como este contrato tinha sido elaborado há muito tempo, foi necessário um ajuste, uma discussão grande acerca deste ajuste desta curva e, por fim, as companhias chegaram num acordo que todos os sócios já deram o ok para a curva e a Petrobras está encaminhando para sua diretoria para aprovação foi informação última obtida hoje com o gás energia.

Então, o contrato está sendo encaminhado para a aprovação da diretoria da Petrobras.

Sr. Luiz: Tá ok, claro. Muito obrigado.

Operadora: A próxima pergunta vem do Sr. Frank McGann, Bank of America Merrill Lynch.

Sr. Frank: *Good day. It's just a follow-up a little bit on both of those questions. One is just in terms of assets that you would be interested in.*

Beyond Carcará and looking at other assets that might become available, are you more interested in potential pre-salt assets, would you perhaps be more interested in going into assets such as Sergipe, Alagoas assets or would you need to be the operator in those assets or would you be looking to have not operating stakes at this stage?

And then just focusing a little bit on the Manati contract issue; how would be potential production curve changes? Is this too soon to bring it down to reduce commitments which could essentially extend the life of the field, but maybe a little bit lower level or what kind of changes are you expecting?

Sr. Lincoln: Ok Frank, obrigado mais uma vez por estar conosco. De fato, Frank, a gente tem visto pelos jornais que há todo um envolvimento de discussão, uma discussão muito ampla à respeito de um potencial desinvestimento da Petrobras em pré-sal, da possibilidade de haver novas licitações de pré-sal no futuro, ou 2016 ou 17, ainda está muito incerta esta decisão.

Eu quero dizer para você que nós, como posicionamento estratégico e corporativo, sim, temos interesse em pré-sal. Obviamente o pré-sal que venha como o desinvestimento da Petrobras deverá vir com algumas características talvez de participação grande ou de custo e nós vamos ter que avaliar em cada momento.

Eu já disse que o potencial desinvestimento em áreas de pré-sal onde nós estejamos participando com a Petrobras sem dúvida será nossa preferência, porém, o pré-sal é algo que sempre esteve no nosso radar e não é por outro motivo que 3 ou 4 anos atrás nós tomamos a decisão de estar nesta região e de poder operar nesta região.

A nossa visão de médio e longo prazo é poder estar operando também no pré-sal no futuro. Então, sim, é uma possibilidade e que vai depender das condições de preço, de mercado e dos nossos compromissos que estaremos assumindo.

Outras áreas de pós-sal, que poderão vir também com o próprio desinvestimento da Petrobras, vão estar no nosso radar já que tem também condições hoje em dia de apresentar alta produtividade.

O que nós estamos avaliando é de que maneira a gente entraria em alguma área que tenha um Capex muito alto, nós vamos ter que respeitar as nossas limitações de investimento no longo prazo. Este é o ponto que está sendo questionado.

Com relação aos blocos, você citou Sergipe e Alagoas, Sergipe é uma área sem dúvida que imaginamos que deverá ser interesse de todas as companhias, é uma área produtora, já tradicionalmente produtora e, assim como qualquer outra área que tem apresentado resultados positivos, será objeto de muito cuidado de todas as companhias e não é diferente para nós.

Tudo, no entanto, vai depender do *timing* que estas oportunidades venham de mercado e o tamanho que está sendo oferecido. Obviamente as nossas participações sempre deverão ser minoritárias e levando em conta o Capex e a exposição financeira futura que a companhia vai ter, mas pré-sal, sim, é algo que a gente no futuro quer estar presente de qualquer maneira.

Com relação à curva de Manati, o Danilo vai responder para você, mas também estamos muito tranquilos com relação à isto.

Sr. Danilo: Bom dia Frank. O contrato original de Manati foi previsto produção em patamares, então, eram alguns anos com 6 milhões m³ por dia, outros anos com 4 milhões de m³ por dia e assim estava elaborado na minuta inicial que foi discutida lá em 2009.

Neste aditivo agora o comprador preferiu, ao invés de estabelecer patamares, tomar a curva de produção do Campo. Então, este aditivo agora a gente prevê a retomada para 6 milhões m³ por dia até 2017 e a partir de 2018 a curva de entrega seguirá o declínio do campo. Então, o que pudermos entregar a cada ano foi o que foi contratado.

Logicamente com um pequeno desconto. A curva máxima nós colocamos um pequeno desconto nesta curva máxima e este foi o contrato assinado. Não mais em patamares, mas seguindo a capacidade real de produção e declínio do campo.

Sr. Frank: *Ok, great, thank you very much.*

Operadora: Próxima pergunta Victor Mizumoto, Real Investor.

Sr. Victor: Bom dia a todos. Eu queria saber quanto ao Capex aí de mais ou menos 550 milhões que vocês têm para 2015.

Quais as opções de recurso que vão ser mais utilizadas aí para bancar este Capex que vocês estão estimando; vai ser mais através de caixa, de dívida, de geração de caixa? Se pudesse dar uma cor sobre isto. Obrigado.

Sr. Lincoln: Positivo, você se referiu ao Capex em Reais, né Victor?

Sr. Victor: Isto!

Sr. Lincoln: Tudo bem, ele é um Capex, é em dólar. Não, nós estamos totalmente preparados para encará-lo, nós já temos, na verdade, 2 empréstimos de banco que fazem parte da nossa política, somam aproximadamente R\$380 milhões e fazem parte hoje e já estão desembolsados no nosso caixa.

Então, para estes 2 anos eu posso adiantar a você que não há nenhuma previsão de irmos a mercado porque teremos caixa suficiente para fazer frente ao que vem e ainda, como você bem sabe, temos a geração de caixa que virá da produção de Manati, da receita de Manati, e futura inclusive.

No nosso balanço, se você for ver, tem muita oportunidade ainda para alavancagem. Nós somos uma companhia essencialmente líquida, está certo, e para este momento não vemos maiores problemas para este desembolso.

Sr. Victor: Está ok, obrigado.

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

Nossa próxima pergunta vem de Carlos Herrera, UBS.

Sr. Carlos: Oi, boa tarde. Gostaria de pedir mais alguma cor sobre o Capex do trimestre porque a gente viu que veio bem baixo; \$16 milhões versus o total de \$187 milhões do ano.

Vocês poderiam dar alguma cor no quê que foi feito e como que vai se desenvolver no restante do ano, por favor?

Sr. Lincoln: Carlos, esta cobrança, na verdade, muitas vezes a gente tem um *delay*; tem um atraso entre a execução de alguns projetos e há cobrança do operador, né, que a gente usa na nossa base caixa, obviamente.

Então, esta pequena diferença a gente não está vendo assim como muito importante não. Isto deverá ser realizado e há também sempre algum tipo de atraso, por exemplo, na aquisição sísmica que nós fizemos, já tínhamos alguma coisa que estávamos prevendo e a própria perfuração de poços que a gente vai recebendo esses *cash-calls* ao longo do período.

Como a gente tem uma data de fechamento para poder apurar o resultado do trimestre, nem sempre a gente consegue incorporar.

Nós não estamos vendo nenhum tipo, não estamos vendo assim grandes variações para este ano. O que pode ocorrer sem dúvida este ano é atrasar um pouco o início da aquisição sísmica, um poço pode prolongar um pouco mais e aí alguma coisa passar para o ano que vem.

Mas em princípio nós deveremos estar cumprindo com este programa e a maior fonte ainda de potencial, este sim, potencial redução neste Capex é a perfuração do terceiro poço de Atlanta; ele é uma previsão, ele já está computado no nosso Capex, o custo dele é de aproximadamente \$100 milhões só a perfuração, o resto, todo o material já está incluído e está naquele valor que nós falamos dos \$729 milhões que foi o Capex para o sistema antecipado e este poço não está furado. Este é que poderia dar algum tipo de variação, como nós temos 30% poderia baixar cerca de 30% do nosso investimento este ano.

Esta decisão a gente deverá tomar ainda até o final do ano e ela vai, então, depender das condições de mercado, preço, óleo, situação do andamento do projeto e todas estas condições de contorno, né, e Atlanta, muito do que nós temos que fazer, vai estar concentrado no final deste ano, está certo?

Então, o desembolso maior vai ser no final do ano, quando começarmos a receber alguns dos equipamentos e terá, então, este reflexo no caixa, ok?

Sr. Victor: Muito obrigado.

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

Nossa próxima pergunta Victor Mizumoto, Real Investor.

Sr. Victor: Sobre Manati, de novo, eu gostaria de saber, só para ter uma idéia da geração de caixa futura, até quando vocês esperam um nível de produção de pelo menos uns 4,5 milhões m³ diários? Obrigado.

Sr. Lincoln: Você diz quando que a gente espera ou esta geração... essa diminuição da produção? Ela se dará, essa diminuição da produção, neste intervalo onde a gente está fazendo a conexão. Obviamente para 2015 a média nossa ainda vai estar perto dos 5,5 milhões.

A capacidade de produção com a compressão vai para 5,5 milhões de barris. Obviamente vai depender do mercado, se o mercado tomar nós vamos poder por 5,5 milhões de barris e é esta a produção que a gente espera como média para o ano, está certo?

O que você quer saber é o quê? É a receita associada à esta média, é isto?

Sr. Victor: Não, não, eu gostaria de saber só o nível de produção esperado daqui para frente, né. Até quando vocês acham que Manati vai conseguir exportar para uma produção de pelo menos uns 4,5 milhões diários? Só para ter uma idéia de geração futura de caixa até 2018, 2020 talvez.

Sr. Danilo: Ok, nestes 4,5 milhões, para deixar bem claro, é este trimestre agora. Então, este trimestre agora nós vamos parar 20 dias, então, terá neste segundo trimestre uma média de 4,5. Retomando a compressão nós vamos para 6 milhões, devemos ficar 2 anos com 6 milhões e a partir daí haverá o declínio natural do campo.

Eu não tenho que a curva de produção na mão, mas até atingirmos 4,5 milhões eu diria 2021... eu não tenho, mas eu posso passar para você depois uma curva até mais detalhada, mas não antes de 2020, com certeza.

Sr. Victor: Está ok, ficou bem claro. Obrigado.

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

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

Sr. Lincoln: Mais uma vez eu quero agradecer a presença de todos, as perguntas e esta discussão que nós tivemos e reafirmar a nossa crença no crescimento da companhia, na recuperação do mercado, na recuperação do preço do óleo e na recuperação deste cenário institucional no Brasil com anúncios de novas licitações, com anúncio de licitação no pré-sal.

Nós temos muita confiança e eu quero reafirmar o que nós falamos no início aqui da recuperação institucional que o Brasil está tendo, sobretudo, no que tange na área de óleo e gás e reforçar e reafirmar nossa crença no futuro dessa indústria no Brasil e, sobretudo, no crescimento contínuo e na geração de valor para os nossos investidores da nossa companhia.

Novamente, nos colocamos à disposição de todos que queiram detalhar algum dos nossos números apresentados para este trimestre e me despeço com boa tarde a todos. Muito obrigado.

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