

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

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

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

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

Sr. Lincoln Guardado: Bom dia a todos e mais uma vez eu agradeço a presença de vocês em mais um *call* com a Queiroz Galvão. Estamos aqui hoje, na verdade, cumprindo uma promessa que nós fizemos a vocês há um tempo atrás – cerca de talvez 6 meses – para mostrar e dar um pouco de cor dos dados e toda o progresso que nós obtivemos na contratação dessa FPSO, dessa unidade para o Campo de Atlanta.

Apesar de contratações de equipamentos dessa natureza serem algo muito corriqueiro na indústria de petróleo, a parte mais orgânica dessas contratações é demorada, né; muitos contratos, muita coisa para fechar, parte técnica. Nós fomos ousados ao tentar, em função dos prazos que nós obtivemos nos testes dos poços, em fazer um tipo de licitação que foi bastante ousada já pensando eventualmente numa FPSO para o Sistema Antecipado e testando também o mercado e vendo qual era a possibilidade de uma FPSO maior.

Todas as nossas avaliações, como já dito e depois isso pode ser um pouquinho mais aberto aqui pelo Danilo, levaram em conta sempre dois aspectos; que é obviamente a parte econômica (que prevalece em qualquer circunstância) e também o *timing* dessa chegada que, para nós, era muito importante, é algo que está dentro da estratégia da Companhia, dessa diversificação, e nós temos absoluta certeza que tomamos a decisão correta em escolher a unidade menor, que é a que mais se encaixava dentro da estratégia da companhia agora.

Então, hoje, a gente pretende dar um pouco mais de cor aos elementos que revestiram essa decisão e proporcionar a vocês também um pouco mais de clareza das ações subsequentes e do que virá aqui pela frente, mas indubitavelmente é e foi para nós uma

alegria muito grande poder terminar dentro dos prazos que nós estabelecíamos e dentro das condições comerciais da indústria essa contratação.

Eu vou passar em seguida aqui para o Danilo, que vai fazer um pequeno resumo para vocês, vai mostrar algumas das características dessa unidade e dos esforços que nós estamos fazendo e em seguida nós, então, abriremos para as perguntas de vocês.

Danilo, por favor.

Sr. Danilo Oliveira: Bom dia senhores e senhoras, é um prazer estar aqui de novo.

Antes de iniciar a apresentação, antes de ir para o slide 2, eu gostaria de lembrar aqui a vocês os compromissos que nós assumimos lá atrás para o desenvolvimento do Campo de Atlanta: o primeiro deles foi perfuração de dois poços iniciando em setembro de 2013, o segundo compromisso foi com o resultado do primeiro poço fazer a licitação para o FPSO contemplando as 2 modalidades – a FPSO de grande capacidade e com pequena capacidade e isto foi feito em novembro – nós estávamos prevendo receber o resultado em julho de 2014.

Então, como nós cumprimos esta promessa? Nós iniciamos a perfuração com algum atraso, a qual vocês já sabem, uma demora na licença ambiental, iniciamos a perfuração do primeiro poço em final de outubro e parte de novembro, com isto postergamos a licitação para fevereiro de 2014 e postergamos o recebimento das propostas para setembro de 2014, ao invés de julho.

As propostas vieram, fizemos a análise nas duas comissões do FPSO de grande capacidade e pequena. O FPSO pequeno de 25.000 barris por dia se mostrou muito mais atrativo para a Companhia para os resultados do projeto e com os dados que recebemos nós estávamos projetando um trabalho de 12 meses para a preparação deste FPSO, mas a realidade de mercado mostrou que não era factível estes 12 meses e o que nós contratamos, conforme dito aí no fato relevante, é 14 meses para esta adaptação.

Então foi feita esta rememoração aí do que é que nós tínhamos assumido, a gente vai fazer uma apresentação aqui muito pequena, só para esquentar antes aí das perguntas e respostas.

Então, vamos para o slide 2. Então, o slide 2 mostra o que é o Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta: A produção de 2 poços horizontais com completação submarina (uma árvore de natal molhada) com a capacidade (dos 2 poços) de produzir 25.000 barris por dia. Nós estamos neste momento nos aprontando para decidirmos ir ou não para o terceiro poço aproveitando a capacidade do FPSO, que é cerca de 30.000 barris por dia.

No slide 3, nós mostramos aí a foto do Petrojarl I, que é a unidade que foi contratada, que é um FPSO muito antigo, mas ele será totalmente readaptado para as condições do Campo de Atlanta, no estaleiro da Holanda, será certificado pela DNV. Ele operava em 110 metros de lâmina d'água e saiu 1.550, recebia 7 poços no antigo Campo e processava cerca de 45.000 barris, ele vai ser adaptado para o nosso óleo então vai receber no máximo 3 poços e a capacidade, como eu disse, vai ser de 30.000 barris por dia.

Ele tem um *turret* interno com um ponto único *mooring*, né, esse *turret* interno ele pode girar em torno deste *turret*, né, se adaptando às condições climáticas e possui ainda posicionamento dinâmico, que aumenta a capacidade operacional do navio, visto que pode se ajusta melhor às direções de vento e corrente.

Foi retirado dele a capacidade de tratamento de água, ele tinha capacidade de tratamento de água e injeção, apesar de nós não esperarmos água neste primeiro período, nesta fase, nós deixamos uma pequena capacidade para que nós não sejamos surpreendidos. Ele pode armazenar 180.000 barris de óleo, tem capacidade de geração necessária para estocar as bombas de 3 poços do sistema de produção.

No slide seguinte nós colocamos aí a curva de produção em preto, que é uma curva que não é uma certeza, mas é uma probabilidade muito grande que aconteça. Apesar de citarmos que temos 2 poços, a curva de produção que nós colocamos foi de 3 poços e esta decisão virá pouco antes da chegada do FPSO, pois vai envolver a evolução do mercado atual de óleo. Esta decisão destes investimentos versus a recompensa do preço de óleo vai vir daqui a uns 8 a 10 meses, que é o tempo que a gente precisa para acompanhar o mercado.

E fizemos uma projeção para a produção do projeto definitivo baseado em que nós teremos o FPSO com 80.000 barris de capacidade chegando em meados de 2019, mas lembrando sempre que esta curva de produção depende desta contratação deste segundo FPSO e depende da perfuração de 10 outros poços.

Chamo a atenção que nós estamos colocando somente as reservas 2P nesta curva de produção, apesar de termos uma grande convicção de que iremos para o 3P ou poderemos confirmar o 3P tão logo tenhamos dados efetivos de produção, do Sistema de Produção Antecipada.

Então, esta curva tem um declínio no início um pouco maior do que aquele que a gente vinha pregando antes, justamente porque ela não contempla a reserva que a gente considera recuperável no Campo de Atlanta.

O CAPEX para este Sistema Antecipado é de US\$520 milhões. Parte dele ainda precisa ser (apesar de praticamente comprometido) desembolsado, que é a parte das linhas submarinas, a parte *subsea*, e o OPEX para este sistema é de cerca de US\$480.000, incluindo todos os serviços acoplados ao FPSO, ou seja, parte de serviço, contratação de helicópteros, o sistema de logística, a provisão do fundo de abandono, óleo diesel e tudo.

Então, este é o dado geral, né, do que esperamos para o Campo de Atlanta e agora, para o slide final, eu passo para o Lincoln, para que ele dê seus *remarks*.

Sr. Lincoln: Muito obrigado, Danilo. Bom, nós já falamos isso outras vezes, mas é sempre bom lembrar o quê que representa para a nossa Companhia este passo, esta sanção do projeto, que é a contratação, para nós internamente e acreditamos que para todos, representa um grande passo na história que a Companhia está dando neste momento.

Esta operação em água profunda, de fato, vai consolidar algo que nós estamos buscando já há algum tempo, que é a nossa inserção como operadores em águas profundas, porque é algo que está intimamente ligado ao futuro da exploração e da produção no

Brasil. Não há como não se preparar para o que vem – porque já está acontecendo – mas sem dúvida, estar operando aí nos eleva a um outro patamar de Companhia.

Obviamente também a produção de Atlanta, não só do Sistema Antecipado, o Sistema Antecipado ele não tem uma ideia de se aumenta o reforço de caixa, mas é muito mais um estudo, é muito mais uma aproximação do que nós devemos fazer para o futuro, onde, sim, a geração de caixa terá, no médio prazo, uma importância muito grande para nossa Companhia. Uma geração de caixa operacional e que, além de diversificar as nossas receitas, não só de Manati, com o gás, mas também as receitas associadas a óleo; algo que a gente vem buscando desde o IPO e este projeto é, então, o início desta fase onde a gente procura esta diversificação e ter algo mais concreto para o nosso longo prazo, sobretudo, mas no médio prazo também.

Vocês sabem que nós vamos ter desafios grandes com relação a CAPEX, não só para este projeto, mas outros projetos da carteira, Carcará e a exploração e nós acreditamos, sim, que a produção de Atlanta, seja através de dois poços ou mesmo de três poços, que já dariam uma folga razoável para a gente, em termos de enfrentar os custos operacionais e uma eventual folga até de receita para a gente, este Campo vai nos ajudar a suportar estas necessidades futuras em relação ao nosso portfólio.

Então, nós vemos Atlanta como algo que vem cobrir este aumento de receita e que depois vai se juntar também com Carcará.

Então, nós não deixamos de demonstrar para vocês esta grande alegria que nós temos, da superação deste projeto que começou com a superação de todos os desafios operacionais que este Campo teve e que foram enfrentados e que foram superados – o que está longe de dizer que nós ainda não temos riscos; sim, temos riscos associados a um projeto desta natureza, óleo pesado em água profunda – mas nós temos convicção de que tudo que nós fizemos nestes últimos 3 anos e que hoje se coroa com a contratação deste FPSO, não só nos eleva como Companhia, mas também representa um marco muito importante para a tecnologia de produção e de óleos pesados em águas profundas, que foi e continuará sendo uma das grandes atividades a serem desenvolvidas aqui no Brasil.

Nós acreditamos muito mesmo que esta produção, esta atividade que foi desenvolvida até agora será um marco aqui para o Brasil, não só para nossa Companhia, mas para outras operadoras que, porventura, estejam enfrentando ou irão enfrentar a possibilidade de produzir óleo pesado em águas profundas no pós-sal.

A gente tem que lembrar que isto na Bacia de Campos é muito maduro, mas outras bacias com certeza deverão ainda descortinar este título de *play*, não só o Santos, Espírito Santo e outras neste futuro, e nós ficamos muito contentes de ter participado da abertura desta potencial fronteira operacional.

Com isto, eu peço a operadora, então, para abrir o *call* para as perguntas dos nossos analistas.

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, digitem asterisco um. Para retirar a pergunta da lista, digitem asterisco 2.

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Vicente Falanga, Merrill Lynch.

Sr. Vicente Falanga: Lincoln e Danilo, bom dia e muito obrigado pelo *call* e por todos os detalhes que vocês deram. Vou começar com duas perguntas. Primeiro, este CAPEX de US\$520 milhões que vocês falaram, eles se referem só às linhas submarinas ou já tem coisa aí no meio que foi desembolsado?

A segunda pergunta, eu queria saber se vocês têm idéia do CAPEX, vocês poderiam dar uma idéia para a gente do CAPEX do sistema como um todo, com os 12 poços produtores, os injetores, se é algo em linha com US\$2, US\$3 ou US\$4 bilhões só pra gente ter uma idéia? Obrigado.

Sr. Danilo: Bom dia, Vicente. Vamos lá, primeira pergunta: US\$520 milhões será o custo total do Sistema de Produção Antecipado com dois poços, isto inclui toda a preparação para a perfuração, perfuração, completação, compra de equipamentos, tudo. Tudo que se referir à produção destes dois poços está incluído nestes US\$520 milhões.

A maioria (eu diria que 70% ou 80%) já foi desembolsado, já foi pago e expedido, restando apenas a parte das linhas flexíveis, que ainda não foi desembolsado.

Sr. Vicente: Está claro, está claro.

Sr. Danilo: Ok. Para o sistema definitivo, a gente não está divulgando o CAPEX, mesmo porque nós estamos num período muito turbulento, existe uma variação muito grande no mercado neste momento e a gente vai ser obrigado a rever o nosso CAPEX que a gente tinha projetado, inclusive. Alguns custos estão vindo um pouco para baixo e há uma instabilidade muito grande neste instante e a gente não vai divulgar o CAPEX para o sistema definitivo ainda.

Vamos aguardar aí mais uma estabilização, ok?

Sr. Vicente: Está certo, obrigado.

Sr. Danilo: Ah, outra coisa são os poços injetores: nós não temos poços injetores. O sistema todo contempla 12 poços produtores.

Sr. Vicente: Está claro, Danilo. Obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Auro Rozenbaum, Bradesco.

Sr. Auro Rozenbaum: Bom dia a todos. Eu gostaria de continuar, se possível, explorando um pouquinho mais esta questão de CAPEX.

Pelo que eu entendi, então, a gente começa com estes dois poços no SPA e vão ser agregados 10 novos poços. Uma pergunta que já entra pegando o final da resposta é: por que que este sistema ele vai ficar sem poços injetores?

E uma segunda questão, ainda dentro deste ponto de CAPEX é: qual tem sido o custo de perfuração destes poços?

E finalmente, eu gostaria de saber um pouco de OPEX, se esse OPEX de 480, ele refere-se somente à produção do SPA ou se ele é representativo para o futuro deste poço como um todo, né, deste sistema como um todo? E se não for, se for só para SPA, o quê que a gente deveria esperar para a fase de produção SD?

Sr. Danilo: Ok, vamos lá. Bom dia, Auro. Está correto: este CAPEX foi para dois poços. Nós teremos dez novos poços, um deles nós estamos praticamente com tudo pronto para ser perfurado, faltando somente a decisão se vamos perfurar para este SPA ou somente se será colocado com o sistema definitivo, e esta decisão virá daqui a cerca de 8 meses, de 8 a 9 meses.

O sistema não tem poços injetores porque o volume de óleo *in place* – que é de cerca de 2 bilhões de barris de óleo – ele é empurrado por um volume de água do aquífero que é 20 vezes maior; cerca de 40 bilhões de barris de água.

Então, qualquer injeção de água num aquífero deste tamanho é inócua. Então, o aquífero sozinho fará o papel de manutenção de pressão do reservatório, por isso que ele não tem poços injetores.

O custo dos poços deste sistema antecipado, eles giraram em média US\$135 milhões. Mas lembro que eles tiveram (além de terem sido os primeiros, é uma curva de aprendizado) testes e cada teste, inclusive, levou mais tempo do que o projetado. Foram cerca de 30 dias de teste para cada poço, o que dá aí em torno de \$30 milhões gastos com esta finalidade.

O nosso terceiro poço, nós temos uma projeção, uma estimativa para perfurar e completar, em torno de \$100 milhões. Esta é a nossa estimativa; pode ser um pouco mais, 10% a mais, 10% menos. A nossa estimativa é de \$100 milhões, tá ok?

Sr. Auro: Ok, e isso a gente pode considerar como sendo o custo médio esperado para os próximos também?

Sr. Danilo: Aí é que vai depender, né, Auro. O custo maior para a perfuração de um poço é a sonda e em segundo lugar o serviço acoplado a esta perfuração, e estas coisas são variáveis ao tempo. Então, é uma projeção que vai ser efetivada daqui a pelo menos 2 anos.

Sr. Auro: Está perfeito.

Sr. Danilo: Então, a gente fica sem meios de garantir. Pode ser menos, mas pode ser mais, dependendo de como se comportar aí o futuro.

Hoje está caindo. Hoje a gente encontra sondas de perfuração capazes de perfurar em Atlanta a custo mais baixo do que a gente perfurou estes 2 poços.

Sr. Auro: Tá.

Sr. Danilo: Vai depender de como estará o mercado na época em que formos contratar.

Sr. Auro: Perfeito.

Sr. Danilo: Quanto à projeção de custo operacional, logicamente não será este o custo operacional para o FPSO de 80.000 barris por dia.

O custo operacional do FPSO é basicamente para remunerar o investimento que é feito no prazo contratual. Então, para este FPSO existente, praticamente o investimento é para a adaptação, apesar de a amortização ser num período de 5 anos, o investimento é muito menor.

Então, para um FPSO definitivo, se for construído um novo, a gente tem que avaliar que este contrato para 10 a 12 anos, ele terá um valor maior elevando, então, o custo operacional com certeza.

No momento não temos condições, de novo, por conta do mercado bastante volátil, de fazer esta estimativa, mas certamente será maior.

Sr. Auro: Está perfeito. Então, este valor, tanto quanto o de cima, se referem ao período SPA?

Sr. Danilo: Somente.

Sr. Auro: Perfeito, claríssimo. Obrigado.

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

Sr. Luiz Carvalho: Bom dia pessoal. Boa tarde. Eu tenho algumas perguntas aqui. A primeira eu acho que é talvez para o Danilo: tem algum gargalo de licenciamento ambiental ainda para a instalação do FPSO ou das linhas que a gente possa ver até meados de 2016? Como é que está este processo?

Segunda pergunta: quando é que vocês esperam que os 271 milhões de reservas entrem, se tem alguma data já específica que vocês planejam revisar estas reservas, talvez já incorporando isto mais lá na frente?

E terceira, eu acho que talvez seria para a Paula: eu queria saber se esta produção, vocês já vão *bookar* isto como receita ou vão usar isso como abatimento de CAPEX? Como é que vocês pretendem *bookar* isto? Obrigado.

Sr. Danilo: Bom dia, Luiz. Vamos lá. A primeira pergunta, licenciamento ambiental: somente nós fizemos uma pré-discussão com o IBAMA a respeito da produção, já entramos com a solicitação há algum tempo. Com a assinatura do contrato sendo efetivada, nós temos que adicionar os dados do FPSO para que o IBAMA faça suas análises e conceda a licença.

Nós estamos confortáveis, achamos que 14 meses é tempo suficiente para que tenhamos a licença para a produção. Ainda não temos, mas as discussões estão acontecendo e o único dado que faltava acrescentar eram estes dados do FPSO para obter a licença de instalação e logo depois, a licença de produção.

Para o lançamento de linhas não haverá problema não. A questão somente será na época de início de produção.

A segunda pergunta, reservas: a gente só pretende fazer uma nova reavaliação de reservas – só teria sentido – após iniciar a produção porque não tem nenhum dado novo a ser acrescentado ao que foi feito pela Gaffney & Cline para que eles reanalisem e modifiquem a reserva. Talvez pudesse acrescentar uns 10/15 milhões com o resultado do segundo poço, mas não é grande coisa.

Então, a gente prefere iniciar a produção, ter um dado mais consistente para passar para o certificador para aí a gente trazer aqueles 3P para o 2P, ok?

E a Paula responde a terceira pergunta.

Sra. Paula Côte-Real: Com relação à terceira pergunta, Luiz, esta é uma discussão que a gente ainda está tendo com os auditores, mas, em princípio, a receita do SPA é da dedutora do CAPEX.

Sr. Luís: Tá bom. Só uma última pergunta, Danilo. Já tem algum contato de comercialização para este óleo? Como é que está isto? Obrigado.

Sr. Danilo: Já existem bastantes discussões, já estamos num estágio bastante adiantado, mas nós não queríamos aprofundar enquanto nós não tivéssemos o contrato de FPSO efetivado.

Então, nós esperamos que nos próximos meses a gente tenha uma definição, mas as conversações estão bastante adiantadas.

Sr. Luiz: Feliz Natal, obrigado.

Sr. Danilo: Obrigado.

Sra. Paula: Só um minutinho, Luiz, recapitulando a pergunta que você tinha feito, na verdade, esta é uma discussão que a gente ainda está com a auditoria. Se fosse TLD, com certeza seria dedutor de ativo, né. Sendo SPA, ainda tem uma grande chance de isso ir para resultado.

Então, eu acho que pode ser que isto vá para resultado direto, mas se fosse TLD seria dedutor do ativo.

Sr. Luiz: Tá bom, beleza, ficou claro. Obrigado e Feliz Natal.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Alex Lue, Baupost Investment.

Sr. Alex Lue: *Hi. My questions have already been answered. Thanks.*

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. André Sobreira, Credit Suisse.

Sr. André Sobreira: Por favor, primeiro eu só queria esclarecer: a curva de produção que está publicada, é uma curva considerando três poços para o EPS, correto?

A próxima pergunta era para saber se você efetivamente já esta vendo alguma redução de custo na cadeia ou se é só uma expectativa dado o preço do petróleo?

Terceira pergunta, sobre OGX: há alguma preocupação com a capacidade da empresa de continuar contribuindo e como você solucionaria isto?

E a última pergunta, fugindo um pouco de Atlanta, mas se teria algum *update* na renegociação do contrato de gás de Manati? Eu acho que um tema que está sendo bastante discutido. Obrigado.

Sr. Danilo: Bom dia, André. Vamos lá, em ordem: três poços na curva de produção, sim, nós resolvemos colocar na curva de produção os três poços porque existe uma grande possibilidade, realmente, deste terceiro poço ser perfurado. A única diferença, se fossem dois poços, é que estes dois anos, vamos dizer, ao invés de 30, seria 25, tá, mas nós temos quase, não vou dizer certeza, mas nós achamos que esta curva de preço de óleo vai reverter, eu acho que a partir de julho, agosto ou setembro ela deve reverter. O consórcio em cima deste comportamento desta curva vai tomar a decisão ou não de furar este terceiro poço.

A segunda pergunta sobre a redução de custo na cadeia, ele é realmente consequência de preço de óleo. Então, o preço de óleo diminui, a gente ouve falar de alguns grandes projetos sendo postergados, com isto serviços ficam menos demandados e menos demandados significa preços menores.

Então, como eu já disse, a gente já está enxergando isto nas taxas diárias das sondas no mundo todo, e provavelmente, vai se estender para outros anos esta cadeia aí de serviços.

OGX - eu vou responder a quarta pergunta, o contrato de gás de Manati: não, ele não foi assinado. Então, mais uma vez, ele já está todo negociado, já estamos acertados, é a mesma coisa, o preço continua o mesmo, apenas eleva o volume de 23 bilhões para toda a reserva de Manati, mas nós estamos aguardando que a Petrobras nos chame para a assinatura, ok? É uma questão de tempo para que venham as condições propícias para esta assinatura.

E quanto à OGX, o Lincoln vai responder.

Sr. Lincoln: André, a OGX, embora ela tenha cumprido até o momento com todas as suas obrigações, a gente tem acompanhado a evolução do processo de recuperação deles e, aparentemente, está tudo indo bem com respeito à entrada dos *bondholders*.

A notícia que a gente tem é alguma notícia que vem deles e alguma notícia que a gente acompanha através da imprensa e alguns fatos relevantes que eles têm divulgado.

Então, tudo leva a crer que eles estão andando neste processo e a entrada dos *bondholders* sem dúvida dá um alívio porque pelo menos há a presunção de um suporte para o caixa.

No ano que entra a gente não vai ter assim um dispêndio ainda muito grande, são, basicamente as linhas flexíveis e os umbilicais, etc., coisas que vão suportar a produção destes dois poços. Então, nós não estamos vendo a princípio nenhum problema para que a OGX tenha a sua participação efetivada no ano de 2015.

2016, então, entre junho e julho, a gente vai começar, então, a gerar alguma receita, e ao gerar receita, a gente imagina que aí a OGX vai ter equacionado, obviamente, o seu

problema, não só pela própria geração dessa receita, mas o tempo que decorre entre agora e o início da produção para o equacionamento da entrada dos *bondholders* e uma eventual venda, como tem sido divulgado, ou a assunção pelos novos controladores de tudo o que virá.

Mas o fato de termos uma geração de receita consistente para que todos nós (e não só a OGX) façamos frente aos custos operacionais que nós divulgamos para vocês associados a esta produção vai nos dar aí uma certa tranquilidade com relação a que eles cumpram com tudo o que está dito.

Mas ainda estamos otimistas com isto, sem dúvida não deixa de causar algum tipo de preocupação, mas a gente vê que aquilo que estava preconizado no plano tem sido de fato realizado e a gente torce para que eles concluam este processo ainda no ano que vem, tá bom?

Sr. André: Ok pessoal, muito obrigado e bom final de ano.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gustavo Gattass, BTG Pactual.

Sr. Gustavo Gattass: Boa tarde, pessoal. Eu tinha algumas perguntas sobre os custos e duas perguntas aqui só de *follow-up* nas perguntas do "Ultra", se eu puder.

Danilo, só para começar com a história dos custos, eu só queria confirmar com você: você mencionou que diesel estava incluído nos 480.000, mas eu só queria entender, o diesel que você está mencionando é todo o diesel, mesmo com potencial de diesel para geração de energia, ou não?

E se for com geração de energia eu queria só entender se esses 480.000 ele é compatível com dois ou três poços, tá, que eu imagino que as bombas do terceiro poço façam alguma diferença relevante aí no consumo de energia e potencialmente no consumo de diesel.

A outra coisa que eu queria entender da parte de custos é: ficou a encargo da Teekay o custo de ancoragem? Porque vocês mencionaram que vocês só tem que realmente agora investir, que o que faltou foi só linha flexível, mas não ficou claro para mim se vocês vão ter que fazer algum desembolso adicional no momento de chegada para fazer a ancoragem ou se isto daí já está no contrato de afretamento.

E a terceira parte aqui, só do desenho que eu estava querendo entender do custo, é: essa projeção eu imagino que esteja levando em consideração também o transporte, ou os 480 não estão levando em consideração algum contrato de *offloading*? Só para gente saber se a gente tem que pensar nesse custo como um custo antes de frete ou depois de frete, tá. Então, essas aí seriam as minhas perguntinhas de custo.

Do lado dos *follow-ups* do "Ultra" eram duas também: uma é para você, Paula, acho que talvez mais fácil, só queria entender, na minha cabeça, dado que esse contrato de concessão já está numa fase de desenvolvimento e produção, não teria muito como, pelo IFRS, esse negócio ser contabilizado como redução de CAPEX. Eu entendia que teria de entrar diretamente no EBITDA.

Eu só queria saber: Existe algum entendimento diferente de vocês quanto a este ponto, é isso? Ou tem alguma coisa com a ANP que caracteriza isso daqui realmente como um TLD? Essa seria a primeira pergunta, só de *follow-up*.

A segunda: Danilo, você mencionou que não haveria muita cabeça de fazer uma atualização do relatório de reserva, mas eu só queria entender; a gente está chegando no final do ano e isso é um ativo de vocês hoje consolidado, né, então, não teria de estar dentro do seu relatório de reserva de final de ano uma avaliação tanto de Manati quanto de Atlanta junto com, potencialmente, avaliação adicional do NPV do ativo que, honestamente, eu estava esperando ver?

Era só isso. Desculpa gente, é muita pergunta ao mesmo tempo, mas ficaram as dúvidas.

Sr. Danilo: Bom dia, Gattass, boa tarde. Muita pergunta mesmo. Vamos ver se a gente consegue aqui equacionar as respostas.

Vamos lá. Diesel: todo o sistema de geração de utilidade do navio será movido a gás dos próprios poços. O diesel é *back up* e será utilizado em caso de necessidade para substituir óleo nas linhas de produção, caso necessário. Então, quando eu mencionei diesel, foi um componente; diesel, lubrificante, antiincrustante, miscelâneas, que já estão incluídas aí.

Ancoragem: nós seremos responsáveis pelos barcos que farão as ancoragens, mas a Teekay traz o equipamento, e já está incluído no afretamento.

Offloading: Não está incluído no custo de 480.000. Quer dizer, o *offloading* ele faz parte, o transporte do óleo faz parte do preço de venda do óleo, então, é outra parte, né. Então, a parte de afretamento vai até a transferência do óleo do navio, do FPSO, para o navio que vai fazer o carregamento.

Sr. Gustavo: Claríssimo. Muito obrigado.

Sr. Danilo: Manati, NPV, reservas. Então, Manati, faremos, sim, a certificação de Manati. Para Manati nós temos dados que modificam a reserva ano a ano.

O que a gente diz que não pretende fazer é para Atlanta, porque para Atlanta, da última certificação para uma que eu queira fazer agora no final do ano é que não há dados novos. Então, se não há dados novos, não deve haver modificação no dado de reserva. Então, não faz sentido a gente pagar por uma coisa que a gente tem certeza que não vai haver modificação.

Então, Manati, sim, teremos as reservas. Agora, a pergunta financeira a Paula responde.

Sra. Paula: Não, Gattass, na verdade, até depois eu corriji o que eu tinha comentado a primeira vez para o Luiz, né. De fato, você tem razão; não é um TLD. A gente teve essa discussão com os auditores exatamente porque inicialmente o entendimento inicial era de que seria um TLD e, portanto, seria dedutor do CAPEX, mas não é um TLD. Então, provavelmente isso deve ser contabilizado dentro do EBITDA.

Sr. Gustavo: Está ótimo, pessoal. Quer dizer, então, se me permitem fazer um *follow-up*, Danilo, você não mencionou nada, então, sobre um PV10 para Atlanta, então, eu tenho que assumir que isso provavelmente não venha, é isso?

Sr. Lincoln: Você diz P10, é isso?

Sr. Gustavo: Não, não, PV10 mesmo; a avaliação financeira de Atlanta que não foi, bem, eu não sei se não foi feita ou se não foi divulgada. Com certeza não foi divulgada, né, mas, assim, nessa, de fato, a gente tem uma novidade, né, a gente tem agora o contrato do FPSO e todo um desenho que o auditor independente pode dar algum tipo de visão diferente da visão que a gente tinha antes. Era até por isso que eu estava perguntando, tá, Danilo.

Sr. Lincoln: Mas isto é algo que obviamente vocês vão fazer também, né, Gattass, sem dúvida nenhuma nós vamos fazer, tem uma certa volatilidade aí, mas estes números eles já nos dão muito mais certeza desta curva futura, destes valores futuros.

Eu só queria complementar uma coisa para você com relação à reserva. O que você nos falou é verdade e estas reservas normalmente elas vão sendo incorporadas. Nós estamos esperando para fazer talvez alguma coisa mais definitiva quando a gente tiver algum histórico de produção, quando a gente vai ter, aí sim, no regime dinâmico da produção, todos estes IPs, todos estes dados substanciais para fazer isto.

Uma coisa só eu falo para você: O relatório de reserva que nós publicamos, ele foi publicado entre um teste e outro. Vocês se lembram que o segundo teste no segundo poço, ele foi feito já em 2014 e a Gaffney usou, no nosso caso, somente os dados do primeiro teste.

A gente acredita que uma revisão eventual que fosse feita não é material, mas com certeza deve ter algum *improvement* pelo menos no 1P, no 2P, por que o segundo teste foi muito melhor; ele teve uma produtividade muito melhor que o primeiro teste.

Então isto, a um determinado momento, vai ser incorporado também, este dado vai ser incorporado na produtividade dos poços e vai, então, transitar de 3P para 2P e de 2P para 1P com certeza.

Mas os dados de incorporação mais material, que é para o 3P, é e será conveniente para que se tenha o histórico de produção para que se faça, então, esta modificação, e o ideal ainda seria mais do que isto, se tivesse mais alguns poços perfurados das partes mais laterais do Campo. Está bom?

Sr. Gustavo: Está ótimo. Obrigado gente.

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

Sr. Felipe: Obrigado, as minhas perguntas já foram respondidas.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Fábio Zamith, Carval.

Sr. Fábio Zamith: Oi, obrigado pela ligação. A minha única pergunta restante é: eu queria entender um pouco melhor o risco da FPSO atrasar. Eu entendo que você explicou

um pouco este processo aí de conversão e dado que vai demorar 14 meses não deve ser um processo simples.

Eu queria entender um pouco melhor dos riscos, se isto pode atrasar para entrega e entender um pouco do custo da conversão e se vocês têm que adiantar alguma coisa para a Teekay para cobrir estes custos aí que eles vão levar nos próximos 14 meses? Obrigado.

Sr. Danilo: Boa tarde, Fábio. Bem, quando a gente faz o contrato de afretamento, o contrato reza um prazo para a chegada e um contrato onde existem previsões para atraso e multa para este atraso.

Logicamente a gente não trabalha com estes prazos; a gente trabalha com o prazo efetivo contratado. Pode ocorrer? Sim, pode ocorrer, mas aí a empresa contratada arcará com as multas contratuais.

A gente não tem custo, não tem nenhum desembolso a ser efetivado até o primeiro dia de operação. Aliás, a gente só começa a pagar quando começar a operação.

Sr. Fábio: Então todos os custos para a conversão, só para confirmar, vão ser cobertos pela Teekay durante este processo e caso tenha algum atraso, eles têm um *penalty* que eles pagariam para recompensar vocês do atraso, está certo isso?

Sr. Danilo: Positivo, exatamente. Isto mesmo. Então, quando você falou em custo, nós teremos um custo que é, acho que US\$2 milhões, para o transporte da unidade de Rotterdam para cá. Este é o custo, mas que vai ser lá para fevereiro ou março de 2016.

Sr. Fábio: E vocês sabem quanto que eles estão pagando para converter o FPSO?

Sr. Danilo: Não, isto aí é um custo interno deles, né, eles fizeram a publicação, um fato relevante, porque eles são listados também, onde eles colocam o custo que eles estão pagando para fazer esta conversão, mas não é obrigatório abrir no contrato.

A gente tem a nossa própria equipe de engenharia, a gente visitou navios, viu o estado do navio, viu o que tinha que tirar, o que tinha que colocar, fez a nossa estimativa e foi baseado nesta estimativa que a gente achou que os preços estavam compatíveis.

Mas eles não são obrigados a abrir o custo deles.

Sr. Fábio: Perfeito, obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Medeiros, Citigroup.

Sr. Pedro Medeiros: Bom dia a todos. Pessoal, eu também tenho algumas perguntas, a maior parte delas já foi respondida. A primeira delas é um *follow-up* de uma pergunta sobre os custos e a operação que vocês estão prevendo.

Quando vocês definem aquela curva de produção do sistema antecipado, você podia determinar o quanto daqueles números vocês esperam que seja de produção de gás?

E neste tocante, dado que vocês vão usar a maior parte do gás para geração de energia elétrica, dependendo desta produção existe algum risco identificado nos testes de

formação e etc. de que vocês venham a precisar perfurar algum tipo de poço de injeção de gás?

A segunda pergunta ela, na verdade, busca resumir boa parte das perguntas que foram feitas: É se vocês podem precisar uma estimativa, seja específica ou um *range*, para o *break-even* de preço de óleo para o sistema antecipado dado todo este arcabouço de custos de contratos já assinados?

E a última pergunta é, na verdade, confirmar um dado aqui sobre o contrato com a Teekay: eu queria entender se ele foi assinado com a QGEP ou se ele é assinado com o Consórcio? E aí, dada esta cláusula de potencial término a partir do terceiro ano, existe algum custo envolvido ao exercer esta opção?

Sr. Danilo: Vamos lá. Primeira pergunta, gás: o Campo de Atlanta tem muito pouca produção de gás, nós não teremos poço de injeção de gás e utilizaremos todo o gás para gerar energia para mover a unidade, e diesel se precisar complementar. Então, está mais para faltar do que para injetar ou queimar. Então, em relação a gás, estamos bastante tranquilos.

A segunda pergunta, sobre o contrato com a Teekay, todos os contratos são assinados pelo operador. Existe uma responsabilidade solidária dos consorciados em qualquer contrato que o prazo contratual é de 5 anos, existe esta cláusula para término e existe, sim, um *fee* a ser desembolsado pelo Consórcio em caso de resolvermos parar no terceiro ano, ok?

Sr. Pedro: Está ok. E, Danilo, só em relação ao gás, eu entendo que a produção é pequena, mas, assim, o quê que eu deveria assumir; 10% dos números, 5%? Tem algum *range* que você possa precisar em torno dos números que vocês colocaram?

Sr. Danilo: Deixa eu ver só para ver se eu entendo: a finalidade de você saber volume deste gás é para calcular...?

Sr. Pedro: A sua venda de óleo. Então, você fala de 13 a 30.000 barris de produção/dia e eu estou tentando entender o quanto dele é gás.

Sr. Danilo: Zero de gás. Estes 30.000 barris é óleo.

Sr. Pedro: Então, ele é equiparado a venda direta?

Sr. Danilo: Eu não considero venda de gás; é venda direta, é óleo bruto.

Sr. Pedro: Perfeito. E só em relação à última pergunta, vocês podem passar algum *range* do *break-even* do preço de óleo para o sistema, dado os US\$520 milhões de investimento?

Sr. Danilo: Olha, é fácil para todo mundo calcular, né, mas a gente não está divulgando o nosso. Nós não estamos divulgando.

Então, a gente acha que todos os elementos estão aí na mesa, nós demos nossas aproximações que a gente acha que é e, não sei, cada um usa o seu desconto, cada um usa a sua projeção de preço de óleo para fazer o *break-even*.

Mas a gente tem o nosso número, mas a gente prefere não divulgar, ok?

Sr. Pedro: Tá bom, perfeito. Obrigado gente. Feliz Natal também.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Auro Rozenbaum, Bradesco.

Sr. Auro Rozenbaum: Oi senhores. É uma dúvida. Na verdade, o som está com um pouquinho de eco e a Paula acho que já falou duas vezes a resposta e eu não consegui entender: não é um TLD, então, vocês estão discutindo com os auditores, que vai ser *bookado* como redutor de CAPEX ou não está definido ainda? Não dá para ouvir, infelizmente.

Sra. Paula: Não é um TLD e a nossa expectativa é que seja *bookado* como receita, portanto, dentro do EBITDA.

Sr. Auro: Perfeito. Agora eu consegui ouvir. MUITÍSSIMO obrigado. Desculpe.

Sra. Paula: De nada.

Sr. Danilo: Nós recebemos aqui algumas perguntas pelo webcast e eu vou aproveitar para responder duas delas.

Uma delas é se nós temos opção para estender o termo do FPSO e se esperamos furar mais poços a partir de 2020 neste cenário.

Então, sim, o contrato vai de 2016 a 2021, mas nesta opção de estender ou ir até 2021 nós estamos limitados a três poços.

Na melhor das hipóteses poderemos furar um quarto poço se quisermos testar, mas teremos que tirar um e colocar outro, mas o limite desta unidade é de 3 poços.

A segunda pergunta: Quando é que eu espero anunciar o contrato do FPSO para o *development* e se tem algum estaleiro designado para este fim?

Não, não temos. O *bid* para o FPSO grande só será iniciado após a chegada deste FPSO de 25.000 barris por dia e a definição de estaleiro cabe ao afretador; à Companhia que trazer o FPSO. Não somos nós que contratamos. Cada companhia tem geralmente um estaleiro associado e são eles que trazem o nome do estaleiro.

Operadora: Nossa próxima pergunta de áudio vem do Sr. Thiago Auzieri, Goldman Sachs.

Sr. Sérgio Conti: É o Sérgio Conti, aqui falando da Goldman. Boa tarde, Danilo e Paula. Na verdade, eu tenho uma dúvida sobre o entendimento da estratégia da companhia em relação, ou seja, de optar pelo sistema antecipado e depois pelo definitivo em relação à dinâmica de preço do petróleo.

Aqui na Goldman, a gente tem uma visão do atual ajuste de preços sendo muito mais dominado por uma dinâmica de super oferta de empresas de *oil services*. Ou seja, se você for olhar a ponta longa da curva futura de petróleo, a gente enxerga ela caindo, o que é um sinal bastante claro de um *oversupply* de serviços, o que levaria aí, ou seja, a um pequeno excesso de demanda no curto prazo e o preço caindo cerca de 50%.

E aí neste contexto, a pergunta que fica para a gente aqui que é a seguinte: se de fato existe uma expectativa de deflação pesada, principalmente no segmento *offshore*, que a gente viu aí ao longo de uma década, os custos de serviços subindo 4 vezes, ou seja, se a expectativa é de fato que isso caia, e obviamente os preços estão apontando para isso de um jeito até extremado no curto prazo, se isto afetou de alguma forma esta dinâmica de decisão aqui? Porque no fim das contas, do jeito que eu entendo, obviamente vocês têm que colocar o sistema em pé – porque é alguma coisa que vocês já vem trabalhando há bastante tempo – mas ao definir que o sistema definitivo vem só mais para frente, 2018 ou 2019, que vocês teriam tempo para se beneficiar desse *cost deflation* se de fato ele vier, como vários analistas esperam, inclusive a gente?

Esta é a primeira pergunta, ou seja, para entender um pouco qual é a dinâmica.

E a segunda é para entender (obviamente que vocês não vão passar qual é o *Brent* que vocês estão assumindo aqui na sua modelagem, mas) se vocês estão trabalhando com um cenário *flat* ou um cenário de recuperação no *Brent* no longo prazo? Então, eu queria entender um pouco esta lógica, ou seja, da decisão estratégica ou se a coisa é muito mais focada em tentar colocar o sistema de produção em operação o mais rápido possível? Estas são as minhas perguntas.

Sr. Danilo: Thiago, a sua pergunta ela chegou a...

Sr. Sérgio: É o Sérgio, Danilo.

Sr. Danilo: Desculpe?

Sr. Sérgio: É o Sérgio Conti.

Sr. Danilo: Ok, Sérgio, desculpe. Chegou muito baixa, a gente entendeu muito pouco dela. Vamos ver se eu consigo resumir a primeira pergunta. A primeira pergunta...

Sr. Sérgio: Eu posso repetir.

Sr. Danilo: Está muito ruim. O seu som está muito ruim. Muito ruim. Você está falando, ainda na segunda vez e está muito ruim. Deixa eu falar a pergunta e você vê se é isto.

Eu estou entendendo que você quer saber qual foi a estratégia que nos levou a escolher o FPSO menor em relação ao FPSO maior, se foi levada em conta alguma consideração de custo de óleo e custo de serviços, foi isto?

Sr. Sérgio: Agora melhorou ou não?

Sr. Danilo: Muito! Muito!

Sr. Sérgio: Então está bom. Desculpe. Deixa eu repetir então.

Neste contexto, tá, só para completar, a questão é a seguinte: A gente está enxergando aqui no banco que o atual ciclo de baixa de preço de petróleo tem sido muito mais causado por uma super oferta de *oil service companies*, tá. Então, se você olhar a ponta longa de petróleo, ou seja, futuro bem lá para frente, ou seja, 5 anos, você vê que você tem uma queda na curva futura, não só na curva curta de 3 ou 6 meses pro *Brent*, tá.

Então, a gente enxerga que isto é um sinal claro que o ajuste de preço atual é muito mais em função de sobre oferta de serviço do que de excesso, ou seja, de oferta no curto prazo e de uma falta de demanda, o que justificaria uma pequena sobre oferta estar causando uma queda de 50% no preço do petróleo.

Neste contexto, eu queria entender um pouco a sua estratégia de optar por um sistema antecipado e depois por um sistema definitivo: seria uma estratégia em que vocês estão querendo ganhar tempo para poder se beneficiar deste *cost deflation* de serviços quando vocês forem tomar a decisão e obviamente negociar este contrato definitivo?

E a segunda pergunta seria: na sua modelagem, vocês estão trabalhando com um preço de *Brent flat* ou vocês estão trabalhando com um crescimento do preço do petróleo aí num horizonte para além de 2016?

Sr. Lincoln: Sérgio, é Lincoln que está falando aqui. A sua pergunta é bastante complicada, mas eu posso dizer uma coisa para você: O que está afetando o preço do petróleo talvez seja mais do que oferta, né; hoje tem uma queda-de-braço entre os países árabes, estão testando muita coisa, tem os aspectos geopolíticos – veja o que está acontecendo aí com a Rússia, que já está uma certa crise.

Então, ele é mais longo do que puramente oferta e demanda. Sem dúvida esta lei vai perdurar sempre. Não há a menor dúvida; oferta e demanda vão valer sempre, mas tem algo mais.

A gente procura não tomar decisão em cima da alta frequência que a gente está vendo com preço de petróleo. E isso é algo muito circunstancial, não quer dizer que o ano que vem isto vai voltar para 100; em absoluto nós não contamos com isto, mas tem uma queda de braço política, tem uma queda de braço a respeito de *break-even* de óleo que está acontecendo mesmo com os EUA e eventualmente até com o pré-sal no Brasil, a produção que tem custos maiores. Então, muita coisa tem afetado isto.

Então, a gente não está utilizando aqui demasiadamente este aspecto. Eu vou dizer para vocês, basta talvez a OPEP aí na reunião de junho cortar um milhão de barris e muito provavelmente (que eles estão evitando até por uma discussão interna da OPEP, da Arábia Saudita), caso isto venha a acontecer, o preço retoma para níveis mais compatíveis. Eu estou falando para ir para níveis mais compatíveis.

Então, nós não temos muito receio, não pelo nosso projeto, sobretudo para o projeto lá de *full development*, lá na frente, que isso vai ser retomado.

A decisão de pegar a menor não está associada à esta flutuação que nós estamos vendo no preço de petróleo. Não é. Não foi por aí. Foram outros elementos econômicos também ligados aos custos operacionais, a chegada, a certeza e capacidade desta Companhia que nos fez tomar isto.

Ainda que esta decisão não esteja atrelada à estas flutuações, não há dúvida que isto nos dá um pulmão razoável caso esta depressão no preço se alongue um pouco mais, e é por isso obviamente que nós temos os cinco anos para tomar esta decisão e a partir do terceiro nós podemos fazer o que quisermos.

Obviamente, todas as companhias, Sérgio, trabalham com preços de petróleo dependendo dos cenários. Nós trabalhamos com um cenário de preço firme, ele não modifica no longo prazo, mas nós temos, sem dúvida, como qualquer Companhia, preços de resistência e aquele preço que a gente imagina que vai acontecer baseado nos indicadores de mercado: bancos, os institutos internacionais de petróleo, e nós temos uma curva que a gente se baseia para tomar as nossas decisões e obviamente também modelamos preços e cenários de mais estresse para saber aonde é que vão estar os nossos limites para cada projeto.

Sr. Sérgio: Obrigado, Lincoln. Só uma pergunta adicional, então. Porque o que a gente já está vendo (e aí olhando muito mais por uma questão de deflação de custos de serviços) é que os operadores de *shale* nos EUA, os operadores de *shale* na Argentina e alguns operadores *offshore* na Europa já estão apontando para os nossos analistas aqui no banco que eles já estão conseguindo renegociar contratos de serviços a preços menores, no caso de *shares* especificamente com redução de 12% nos níveis dos contratos que estavam sendo assinados quatro meses atrás.

Então, a minha pergunta é, neste contexto, se de fato neste contexto de desinflação de custos continuar, qual que seria o limite absoluto para vocês tomarem a decisão de contratação do FPSO definitivo (e aí um pouco em linha com a pergunta do meu colega que foi feita antes de mim)?

Qual seria o limite absoluto, a data absoluta?

Sr. Lincoln: Nós não temos este limite nem esta data, Sérgio, estas coisas mudam muito ao longo do tempo.

A renegociação de contrato é uma coisa razoável, dentro de um cenário de pressão de preços ou de aumento de demanda. Isso normalmente acontece. Essas flutuações ou estas circunstâncias já estão embutidas nas negociações que nós fizemos ao longo deste segundo semestre, sobretudo com a operadora.

Com relação à futura contratação, é muito difícil a gente falar agora, mas nós temos pela frente ainda um ano e meio para esta unidade chegar, vamos ter pelo menos um ano de produção a partir de meados de 2016. É neste momento que nós vamos começar, então, a pensar nestes cenários futuros.

Hoje em dia a contratação de uma unidade desta magnitude, 80.000, não é das maiores, né, hoje já tem contratos acima de 200.000 barris/dia, mas esta é uma unidade que a gente imagina que, fazendo uma licitação de seis meses, em dois anos no máximo a gente pode ter esta unidade.

Então, nós temos um pulmão para ter esta decisão sem maiores constrangimentos agora, nós vamos ter uma produção que é muito compatível para o SPA para o pagamento dos custos que nós abrimos agora para vocês, está certo, tem um pulmão razoável, a gente não fala, cada um tem que ver um pouco isto, mas nós temos um pulmão razoável para operar e gerar receita suficiente para o sistema antecipado.

Veja, nós não estamos com o sistema antecipado querendo ter margem, querendo isto. Obviamente com 30.000 a gente acha que vai haver uma margem nisso, vai ter uma receita razoável, mas hoje o sistema antecipado vem para nos ajudar a tomar as decisões: que dimensão, que dimensionamento, que atualização nós vamos fazer no

nosso sistema e no design de produção futuro? É aí que vem, e ao fazer isto nós vamos ter o cenário da época. Aí vai se ver cenário de preço de óleo e cenário de custo de serviços, que hoje a gente vê diminuição.

Sem dúvida já se vê diminuição em sonda, mas não vai ser por causa de produção não; a diminuição em sonda está ocorrendo em função (não só sonda; de navios de aquisição sísmica) é devido a uma diminuição que está havendo na exploração. Na exploração.

Aí é o que o nosso *scouting* demonstra que esta atenuação dos preços da sonda vem desta atividade; preço menor, a primeira a sofrer é a exploração. Sempre. Segundo, os grandes projetos, aqueles que são extremamente demandantes de capital. Então, estes têm uma elasticidade, e depois você começa a pegar os outros projetos.

Então, na nossa decisão futura, ainda nós temos muito caminho a percorrer e eu posso dizer para você que, sim, nós trabalhamos com o aumento do *Brent* a partir de 2017 ou 18.

Sr. Sérgio: Está ótimo. Obrigado, Lincoln, a resposta foi bem completa. Um abraço.

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

Sr. Lincoln: Meus amigos, mais uma vez eu quero agradecer a vocês todos a presença, a riqueza das perguntas e dos detalhes que vocês trouxeram para cá.

Eu só espero que a gente tenha conseguido informar aquilo que é possível dentro daquilo que vocês esperavam e eu quero, como sempre, renovar que a nossa área de RI está à disposição de vocês para que a gente, então, possa até dar um pouco mais de brilho e conversar um pouquinho mais a respeito disto que vem pela frente a qualquer momento.

Muito obrigado a todos e até uma próxima vez.

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