

Lincoln Guardado, Diretor Geral da QGEP:

Bom dia a todos. Nós gostaríamos de iniciar a nossa apresentação a respeito do sistema antecipado do Campo de Atlanta, mas inicialmente eu gostaria de agradecer por vocês estarem conosco hoje, seja fisicamente ou através da web.

Nos dá muito orgulho poder conversar com vocês um pouco mais, mostrar um pouco mais dos trabalhos que temos feito a respeito dessa importante área para os sócios e para a QGEP.

Eu gostaria, nessa pequena introdução, antes de chamar o Danilo, de dizer que estamos no limiar de completar dois anos da nossa abertura de capital. O IPO foi completado no início de fevereiro e, naquela ocasião, ficou muito marcada a intenção da Companhia com o IPO, que era mudar o seu patamar de presença no cenário do E&P no Brasil e colaborar, na verdade, para um incremento um pouco mais do que vegetativo na recomposição do nosso portfólio.

E estamos bastante contentes com os resultados que obtivemos até o momento, que passaram pela aquisição do Bloco BM-S-8, onde já furamos dois poços, com duas descobertas; uma, como vocês bem sabem, de magnitude, que é Carcará, um bloco que continua com a sua atividade e continuará por um bom tempo, e com o Bloco BS-4.

Nós temos procurado sempre fazer muita presença física de mídia, de reuniões com todos vocês para tentar trazer um pouco mais da informação que nós temos trabalhado.

O Bloco BS-4 tem sofrido intenso esforço da QGEP e dos sócios ao longo deste último ano, e provavelmente, todo o incremento que tivemos não foi de maneira total passado para vocês, por um único motivo: nós estávamos aguardando o posicionamento da ANP em relação ao novo posicionamento que os sócios tinham em relação a esse Bloco. Como vocês bem sabem, vieram da Shell com um modelo de desenvolvimento que foi modificado, simplificado, e avançou muito neste último ano.

O motivo desta reunião é exatamente isto. Uma vez que tivemos a aprovação desse plano pela ANP muito recentemente, no final do ano de 2012, nós achamos por bem vir a público e mostrar a vocês o incremento e tudo que nós já conseguimos fazer a respeito.

Terminou? Não. Nós estamos no começo de uma grande caminhada, mas que realmente nos dará muita satisfação ao longo desses próximos anos. É algo rápido, que vai diversificar as fontes de receita da QGEP, e nós queremos dividir um pouco disso com vocês.

Tem o pessoal de parte técnica, tem alguns dos elementos que são fundamentais para análise de vocês a respeito de CAPEX, e nós, ao longo dessa caminhada que faremos, agora sim um pouco mais acelerada, pretendemos voltar e, dentro daquilo que é possível, fazer e ir dando informações ao mercado, que vocês merecem e que nós queremos dividir.

Sem mais delongas, eu vou passar ao Danilo, que detalhará um pouco mais com vocês a nossa agenda para essa próxima hora aqui conosco. Novamente, muito obrigado por estarem todos conosco hoje. Danilo, por favor.

Danilo Oliveira, Diretor de Produção da QGEP:

Bom dia. Estamos aqui para cumprir uma promessa já que, ao longo deste ano, tivemos a insistente pergunta por parte de vocês a respeito do desenvolvimento de Atlanta, e nós prometemos que, assim que tivéssemos o plano aprovado pela ANP, viríamos a público para dar a mais completa informação possível disponível no momento para que vocês pudessem fazer as corretas avaliações, ou as aproximações costumeiras na área.

Antes de começar, eu queria apresentar a vocês os principais responsáveis, nossos gerentes; queria que levantassem para se apresentar. O Paulo Rocha é o nosso Gerente de Reservatório e Escoamento, o Jacques Salies é o nosso Gerente de Perfuração e Subsea, e o Roberto Goulart é o coordenador do Projeto Atlanta e capitania também a área de FPSO na Empresa.

BS-4, o Campo de Atlanta é o nosso objeto aqui hoje. No slide 2, temos o nosso tradicional *disclaimer*, que vocês já conhecem. O que falaremos hoje? No bloco BS-4, daremos a visão completa do que é o SPA de Atlanta. Nós não vamos tratar do sistema definitivo, a não ser em rápidas pinceladas. O foco é SPA de Atlanta.

Vamos falar do reservatório e escoamento, quais são as dificuldades e desafios, e como pretendemos vencer essas dificuldades e desafios. Falaremos sobre a perfuração e completação, idem; as instalações de superfície, a mesma coisa, qual é a ideia e a estratégia para essa contratação e instalação; e por fim, nossa estimativa de curva de produção e os investimentos para esta fase de produção antecipada.

No slide 4 temos a composição do consórcio do Bloco onde Atlanta está localizado, 30% nós, como operadores, 30% da Barra, e mais recentemente a OGX adquiriu da Petrobras os 40%, está sob análise da ANP para aprovação. Acreditamos que não haja nenhuma dificuldade, visto que já é um operador tradicional no mercado.

Passando para o slide 5, Visão geral do Campo de Atlanta, Bloco BS-4. Submetemos o plano de desenvolvimento de Atlanta e Oliva, os dois juntos têm um volume de óleo in situ de 2,1 bilhões de barris de óleo equivalente, lâmina d'água de 1.550 metros, portanto, lâmina d'água ultraprofunda, e temos nesse bloco, ainda, potencial exploratório no pré-sal.

Saliento que este slide é o único em que vocês verão referência à Oliva e referência ao pré-sal. Em relação à Oliva, apesar do plano de Oliva ter sido apresentado para a ANP junto com Atlanta, o plano não foi aprovado ainda. Durante as discussões que tivemos com a Agência nesse período, tivemos a percepção exata do que não foi aprovado em Oliva. Esse plano foi apresentado com produção prevista para 2021, e muito provavelmente a Agência pedirá a antecipação dessa produção. Então, estamos aguardando o pronunciamento da Agência para que refaçamos o estudo dessa antecipação.

Quanto ao prospecto potencial exploratório no pré-sal, temos pelo menos um prospecto identificado, que é o Piapara, que está prevista a perfuração logo após os poços de Atlanta.

Passando para o slide 6, temos um pequeno histórico da parte técnica desses dois campos. O Campo de Oliva foi descoberto em 1993, na Bacia de Santos, em uma época em que a Petrobras estava extremamente focada nas grandes descobertas

dos campos gigantes da Bacia de Campos. Ele simplesmente foi descoberto, abandonado e registrado, teve uma descoberta de um óleo pesado.

Durante oito anos, nada foi feito. Quando houve a quebra do monopólio, a Petrobras já tinha essa descoberta no Campo de Oliva, apareceu o Bloco BS-4, a Petrobras não tinha condições de explorá-lo naquele instante, porque não tinha equipamentos, estava totalmente focada na Bacia de Campos, e procurou parceiros estratégicos que pudessem trazer dinheiro e equipamentos para continuar essa exploração, e foi feita essa parceria com a Shell e a Chevron, antigos operadores, e a Shell deu prosseguimento a isso.

Logo em 2001 foi descoberto o Campo de Atlanta, um óleo pesado, 14° API na época em águas profundas também; a Shell fez mais um poço de extensão neste mesmo ano, para confirmar a descoberta, e levou cinco anos, ou seja, todo o período da fase exploratória, em estudos desse campo. Foi um acervo imenso de estudos durante esses cinco anos com todo tipo de estudos em cima de Atlanta.

Fizeram um plano de avaliação, perfurando três poços em 2006, e com esse plano de avaliação eles submeteram à Agência àquela época um plano de desenvolvimento. E de 2006 para cá, nada foi feito nesse campo.

Agora no slide 7 tem um histórico da nossa participação no Bloco. Adquirimos o Bloco em agosto de 2011, em conjunto já com a Barra Energia. Enquanto a ANP analisava a transferência dos *assets* para nós e para a Barra, sentamos juntos com os sócios, Petrobras, Chevron e Shell, fizemos um novo plano de desenvolvimento, que era exigência da Agência para que fosse estendido o Bloco, e apresentamos em dezembro de 2011 esse plano de avaliação novo, revisado, porque o plano original contemplava TLP no desenvolvimento, e esse apresentava um FPSO como unidade de produção.

Em fevereiro tivemos a aprovação da nossa aquisição, em junho recebemos os comentários da Agência sobre o nosso plano, resubmetemos em agosto, e tivemos essa aprovação em dezembro. Tudo isso com bastante interação com a Agência. Houve vários questionamentos, várias solicitações adicionais, e nós sempre atendemos.

Aqui no slide 8, para deleite dos geólogos, vemos uma linha sísmica praticamente leste-oeste no Campo de Atlanta, mostrando claramente essas duas falhas, este bloco baixo aqui; e este aqui é o reservatório de Atlanta.

O slide mostra uma linha sísmica, somente essa linha amarela está pintada para mostrar o topo do reservatório e esses dois poços, onde mostra claramente, na linha sísmica, o contato óleo/água. Então, é um bloco espesso, maciço; nessa área foram perfurados aqueles dois poços, mais os três em 2006 que a Shell fez, bastante definido, um maciço homogêneo, arenito, alta porosidade e permeabilidade, com boa e perfeita definição desse contato óleo/água.

Passando para o slide 10, temos o Sistema de Produção Antecipada (SPA), o que é? Qual é a finalidade? Esse Sistema de Produção Antecipada visa recolher dados para sintonizar o nosso modelo definitivo de produção. Em nenhuma hipótese nós estamos colocando esse sistema de produção antecipada como um *go/no go* no projeto, é um *go* ou *go better*. Os estudos estão indicando que podemos fazer ajustes para melhorar essa produção.

No que consta esse SPA? Nós perfuraremos um poço vertical, ainda na situação contingente, que estamos analisando todos os dados do antigo operador, inclusive amostragens, se elas satisfazem os nossos requisitos. Se não, vamos perfurar um poço horizontal para coletar amostragem completa dos 110 metros da espessura desse reservatório.

Depois desse poço vertical, furaremos dois poços horizontais, completaremos, faremos um teste de produção ainda com a sonda de perfuração; então, descenderemos uma bomba, faremos um teste de produção para a avaliação correta, o dimensionamento correto de que equipamento colocaremos no fundo.

Só para esclarecer, o 'equipamento correto' que estou dizendo é o tamanho da bomba que vamos colocar. Esse óleo será produzido através de linhas flexíveis no solo, e irá para um FPSO.

Passando para o slide 11, temos o Cronograma: nós iniciaremos a perfuração no segundo semestre de 2013. A perfuração, completação desses dois poços e o curso vertical estão estimados em nove meses, e está programado o início de produção aqui no início do segundo semestre de 2014, ou ao longo do segundo semestre de 2014.

Esse é o período que estamos estimando que o FPSO se mobilize, chegue aqui, seja inspecionado, tenha todas as sanções ambientais, faça a ancoragem, interligue as linhas para começarmos a produção. E o sistema definitivo iniciaria aqui no segundo semestre de 2017. Isto é o que está na Agência, no plano de desenvolvimento.

Durante este ano que estivemos estudando, nossa confiança em Atlanta cresceu muito, e os nossos sócios e nós enxergamos a possibilidade de modificar um pouco esse plano que foi proposto à Agência. De que maneira? Para que esse FPSO entrasse aqui, eu já deveria estar contratando-o agora, porque o período de uma construção e afretamento leva 18 meses. Então, o que nós decidimos? Existe uma grande possibilidade de aceleração no Campo de Atlanta. De que maneira? Se decidirmos aguardar o resultado desse primeiro poço que será perfurado aqui na primeira linha, nós temos a possibilidade de contratar, em vez do FPSO programado para 25.000 barris por dia, partir direto para um FPSO de 100.000 barris por dia.

Então, qual foi a decisão que os sócios tomaram neste instante? Não contrataremos nenhum FPSO até que tenhamos o resultado do primeiro poço horizontal de produção de Atlanta, que se dará provavelmente no último trimestre de 2013, e aí partiremos para essa contratação. Estamos monitorando o mercado. Existem FPSOs disponíveis, ou cujos contratos irão acabar ao longo de 2013, e cuja adaptação para vir para Atlanta pode ser muito rápida.

Nós estamos colocando essa barra azul para indicar que esse início de produção pode ser colocado até final do primeiro semestre de 2015, no caso que demoremos todo esse tempo para construir ou preparar um FPSO, mas o nosso monitoramento de mercado indica que podemos, ou temos condições de manter ainda essa produção para o segundo semestre de 2014 entrando com FPSO *full size* no sistema definitivo.

O quê definirá isso? O resultado do primeiro poço a ser perfurado. Os sócios estão confiantes de que teremos um resultado satisfatório para partir para um FPSO grande, e que irá antecipar essa produção, porque desta maneira podemos colocar

poços em sequência, não precisamos aguardar o término de um período de produção antecipada de três anos para só então interligar ao segundo FPSO. Podemos perfurar e interligar ao longo desses três anos.

Reservatórios e escoamento; como esse óleo flui no reservatório e como vamos escoar esse óleo de 14º API. Essas são as características do reservatório.

Passando para o slide 13, vemos um óleo de 14º API, com RGO baixo, mas, em compensação, o reservatório é um arenito de uma porosidade muito grande; permeabilidades médias de 5 *darcys*, o que equivale a dizer superiores a qualquer bom reservatório da Bacia de Campos em arenito. É superior aos campos que existem no Brasil. E uma lâmina d'água ultraprofunda, bem espessa, e uma viscosidade alta em reservatório.

De novo, é de livro isso, os perfis de todos os poços perfurados mostra esse maciço, o arenito cheio de óleo. Portanto, não há dúvidas para os participantes do consórcio do volume de óleo *in place*. Os contornos estão bem definidos e não há dúvida sobre esse volume de óleo *in place*.

Uma grande vantagem do nosso óleo é que ele não contém parafinas e não contém asfaltenos, que são o terror da produção submarina, pelo bloqueio de linhas; e do lado de instalações e produção, ele não tem H₂S e não tem CO₂. São as grandes vantagens deste óleo.

Só vou chamar a atenção aqui, os engenheiros de reservatórios compartimentam esse reservatório em cinco compartimentos (W, C1, C2, E2, E1), e nós falaremos ao longo que estamos focando nesses três compartimentos aqui (C2, E2, E1).

Outra grande vantagem desse Campo de Atlanta está no slide 14: nós temos um aquífero, como eu disse, um contato óleo/água bem definido na sísmica, e ele aparece aqui nas nossas modelagens e nos perfis. É um aquífero imenso, atuando no flanco do reservatório, contra a falha empurrando esse óleo. É praticamente uma garantia da manutenção da pressão. Todas as simulações que fazemos indicam que essa pressão vai ser muito constante ao longo da produção. Vai aparecer água? Sim, vai aparecer água, mas manterá o volume de óleo, ou a garantia da pressão desse reservatório.

No slide 15, esses volumes que estamos tratando nesta área que comentamos são esses, volume de *óleo*. São 1,5 bilhões de barris para Atlanta e 350 milhões para Oliva. Nós estamos considerando um volume recuperável de 260 milhões de barris, total para o sistema, com um fator de recuperação de 17%.

Já tive uma pergunta aqui, do Gattass, preocupado com o fato de a Agência ter determinado na aprovação que o plano seja resubmetido em 2017. A questão pela qual a Agência está fazendo essa exigência, é por duas coisas: eles acham que nós fomos muito conservadores neste plano de desenvolvimento, tanto no fator de recuperação, quanto no índice de produtividade dos poços.

Nós discutimos, e chegamos a um acordo que manteremos esses dados por enquanto, até a comprovação da possibilidade de ser maior no sistema de produção antecipada, para, em 2017, reapresentar o sistema definitivo. Fazemos votos com novos volumes de produtividade e de fator de recuperação.

Esse volume de 1,5 bilhões, estou falando somente desses três compartimentos aqui no slide 16, E1, E2 e C2. Esses dois compartimentos não são objetos do nosso plano de desenvolvimento, pelo menos no apresentado na Agência.

São arenitos menos espessos; não foi furado poço nenhum. Apesar de ele ter continuidade na sísmica, aparecer na sísmica, ele é menos espesso, não tem poço, e nós argumentamos que poderíamos manter no *ring fence* mais para uma posterior decisão, caso o resultado destes três blocos seja o que nós esperamos, consideraremos isso como um *upside* para o Campo de Atlanta. Estamos focando somente nesses três compartimentos que foram identificados.

No slide 17, esse é o nosso esquema de produção, típico, com um poço submarino, lâmina d'água de 1.500 metros, poço horizontal de 650 metros, poço aberto, produzindo através da árvore de natal, por linhas flexíveis ligando ao FPSO; distância média do poço ao FPSO de 4 km, o que minimiza riscos de baixa temperatura e bloqueio dessas linhas durante o escoamento.

Aqui no slide 18, apresentamos o esquema do que seria o nosso campo olhando lá para trás, em 2001, quando ele foi descoberto. O que nós tínhamos na Bacia de Campos em 2001? Qual era a experiência brasileira? Poços produtores, naturalmente, ou *gas lift*. Para este campo de Atlanta, utilizando os índices de produtividade (IP) melhores possíveis – há maiores, mas um índice de produtividade de 30 é considerado muito bom – iríamos conseguir, no máximo, 7.000 barris por dia. Utilizando a experiência do *gas lift*, poderíamos chegar a cerca de 11.000 barris por dia.

Mas Atlanta não tem gás. Então, em 2001 o Campo de Atlanta estava fadado ao esquecimento mesmo, porque não tínhamos condição de produzir. Nós últimos 11 anos é que surgiram as tecnologias, tanto de poço horizontal, que provê um aumento do índice de produtividade, quanto o aparecimento de bombas elétricas submersas para uso submarino.

Eu estava no CENPES (Petrobras) e fui responsável por um projeto que foi a primeira bomba elétrica submersa instalada no mundo, foi no Campo de Albacora Leste, no ano de 1996. Foi o primeiro teste de uma bomba elétrica submersa em um poço submarino.

De lá para cá, essas bombas consolidaram o seu desenvolvimento. As potências aumentaram muito, e hoje nós somos capazes de instalar bombas que, colocadas neste campo, dependendo do IP, podem atingir vazões desta ordem.

O que nós estamos utilizando no nosso projeto? Nós estamos utilizando esse IP de 20, que é perfeitamente atingível. IP de 20 significa que o poço pode produzir 20 m³ para cada diferencial de um 1 kg de pressão que der na frente do poço.

O que é esse diferencial de pressão que podemos dar na frente do poço? É como se fosse isso: essa garrafa d'água pode ser considerada um poço. Eu posso oferecer a essa garrafa d'água essa boca, para ela fluir, que é o copo, ou posso oferecer esta boca aqui para ela fluir para outro copo. Este é o diferencial de pressão que podemos oferecer para o campo, e vamos oferecer a boca maior, que é uma bomba que pode dar 120 kg de *heading* de bombeio. Eu ofereço o máximo possível para o campo ter a oportunidade de colocar para fora o óleo.

E isto aqui é tudo que um engenheiro, ou um desenvolvedor de campo sonha: é um campo que seja capaz de produzir com energia própria, e o ideal é que coloque o

óleo na refinaria. Como não se pode, coloca o óleo no FPSO. No nosso caso, não coloca nem no FPSO, temos que usar uma bomba. Cada vez nós vamos colocando alguma coisa, e isso encarece, ou diminui o projeto.

O sonho de todo mundo é ter um Campo de Manati, que nós abrimos o poço, ele vem pela coluna, flui pela linha, vai para a plataforma, da plataforma vai à estação de tratamento a 125 km de distância, daí vai para uma estação da Petrobras que vendemos o gás, daí vai para a Bahia Gás e depois vai para o consumidor sem nenhuma bomba no meio do caminho. Esse é o sonho de todo mundo, mas infelizmente não é possível, e nós faremos o possível para tornar esse o Campo de Atlanta muito rentável com o que planejamos.

No slide 19, Garantia de escoamento é um item que preocupa sempre, mas são itens comuns a qualquer campo de petróleo: emulsão, hidrato, naftenatos, incrustações, corrosão, erosão, espuma, todos esses itens são comuns, uns ou outros, em um campo de petróleo. E as soluções para resolver esses problemas são conhecidas e já são corriqueiramente aplicadas.

Para o BCS, nós pegamos de um operador conhecido aqui do Brasil a utilização do *gas lift* como um *backup*. O que isso significa? Apesar de termos pequeno volume de gás, estaríamos produzindo 10, 12 poços no sistema definitivo. E quando uma bomba de BCS paralisa, você tem que substituí-la, e durante esse período o poço não produz. Nós estamos utilizando o *gas lift* como backup.

Então, mesmo que um poço tenha a sua bomba quebrada ou que algum problema ocorra, esse poço não vai ficar sem produzir. Nós iremos utilizar o gás produzido em todos os poços, faremos um ciclo fechado de *gas lift* e manteremos esse poço de produção. Não será a produção de quando está utilizando a bomba, mas ele não ficará parado.

E para a parada de produção, que é o grande temor, de o óleo ficar parado na linha, nós teremos um sistema em que qualquer parada de produção, haverá a imediata substituição do fluido de produção do campo, que é óleo, por óleo diesel. Isso elimina a possibilidade de bloqueio dessas linhas.

Passemos para a Perfuração e completação no slide 21: já temos a sonda, que é a Ocean Star, da Diamond. A sonda já está negociada, já temos o preço, já temos o *slot* garantido, e ela passará da OGX, nós faremos um *assignment* ao contrato da OGX e essa sonda virá para nós para perfurar esses três poços de Atlanta. Ela está cumprindo um programa de perfuração com o outro operador, e logo depois virá para nós. Ela não irá furar Piapara; ela tem capacidade para furar os poços em Atlanta, mas não furará Piapara.

No slide 22, em termos de licenciamento ambiental, logo que entramos, a Agência aprovou em fevereiro nossa participação no bloco; nós entramos com a documentação no IBAMA, já recebemos o Termo de Referência. Estamos concluindo o Estudo Ambiental de Perfuração, porque ele dependia da sonda, e como a sonda foi praticamente fechada, só falta a assinatura do contrato, já estamos concluindo o EAP, estimado para fevereiro, no máximo, dar entrada na ANP, e estamos com a expectativa de termos essa licença de perfuração logo estejamos prontos para perfurar, que é o costume do IBAMA. O IBAMA só libera quando você diz "Estou com a sonda no lugar", aí ele libera para perfurar.

No slide 23, esse é o esquema do poço piloto. Como eu disse, é um poço muito simples, raso, 900 metros mais o reservatório. A finalidade é pegar todos os dados

desse reservatório com a testemunhagem contínua. Esse poço, como disse antes, é ainda contingente. O Paulo Rocha está indo essa semana a Houston fazer uma auditoria nas amostragens que temos lá, nos *cores*, para ver se preenchem os nossos requisitos. Ainda podemos cancelar a perfuração desse poço horizontal, ele é simplesmente um poço de coleta de dados.

No slide 24, esse é o esquema do poço que nós iremos colocar em produção. Ele também começa a se inclinar logo ao sair da sapata de superfície; entramos no reservatório com um trecho de 650 metros a poço aberto, não iremos descer revestimento no poço; iremos descer telas e fazer um *Gravel Pack*, que é o sistema de contenção de areia. Como essa areia é muito friável, ela se solta. Se não tivermos uma proteção, haverá produção de areia, que culminará com a erosão dos equipamentos, inclusive os de superfície.

Esse tipo de *Gravel Pack* é feito comumente pela contratada, que estamos fechando contrato também, e a Petrobras e outros operadores já fizeram quase 100 poços aqui no Brasil com esse mesmo tipo de perfuração, horizontal, em arenito friável e com *Gravel Pack*.

No slide 25, vemos a árvore natal que usaremos. Não é uma árvore comum, não é uma árvore simples. Só dois fabricantes no mundo, na época que consultamos, tinham essa árvore já 'engenheirada'; um deles não pode fornecer, mas nós negociamos direto com o fornecedor. É um equipamento parrudo, são quase 70 toneladas. A sonda que vai descer precisa ser verificada se tem capacidade. Ela já foi comprada e sua entrega está prevista para o segundo semestre de 2013.

No slide 26, linhas flexíveis também são itens hoje considerados, depois do vasto uso aqui no Brasil, que é o país das linhas flexíveis; é incomum o uso em Campos aqui de linha rígida. Então, essas linhas flexíveis foram desenvolvidas e é comum o fornecimento.

O que não é muito comum, mas também tem no mercado, já foram vendidas várias, a Petrobrás tem usado constantemente essas bombas de 1500 HP, é esse tipo de umbilical eletro-hidráulico por onde é fornecida a força, ou seja, a eletricidade para rodar as bombas, e todos os umbilicais para a injeção daqueles produtos anticorrosivos, antiespumantes, 'anti-tudo'.

Instalação de superfície.

Passando para o slide 28, como disse, nós paramos o nosso processo de contratação do FPSO, mas continuamos a fazer todos os estudos necessários para colocação. O que é importante nesse estudo? A correta determinação do posicionamento desta unidade, de modo a que ela produza os dois, deixe espaço para perfurar os outros dez, e deixe espaço para a perfuração do poço exploratório de Piapara.

Já temos o posicionamento mais ou menos definido, faltando apenas definir que sistema de ancoragem terá o FPSO que nós vamos contratar.

No slide 29, vemos que a princípio, o FPSO para o SPA é pequeno, com contrato de três anos, com capacidade total de líquido de 30.000 barris por dia, sendo 25 de óleo e 8 de água. E a ancoragem é para *Spread Mooring*.

Estamos adicionando para esse caso, se for um navio pequeno, um *slot* a mais, esse terceiro *slot*, que servirá para caso a nossa perfuração de Piapara seja

descobridora, possamos incorporar imediatamente a produção no FPSO de Atlanta como um TL do campo. Para isso precisaríamos submeter à Agência, mas esse *slot* está preparado nesse FPSO.

Passando para produção e investimentos no slide 31. Essa é a parte que mais interessa no final das contas, que é o nosso perfil esperado de produção. Como eu disse quando apresentei o IP, estamos considerando um IP de 20; ou seja, 20 m³ por dia para cada quilo de diferencial de pressão que coloquemos na formação.

Por que achamos que esse 20 é perfeitamente possível? Porque nós temos um teste do antigo operador. O operador anterior fez um teste em um poço vertical, em 90 metros de poço vertical, e conseguiu 1.500 barris por dia, com IP de 4. Mesmo assim, esse poço estava com dano.

Se retirarmos o dano, através de uma equação que os engenheiros de reservatórios utilizam sempre que fazem as análises de testes, esse IP iria para 11. Então, em um poço vertical, em 90 metros, conseguindo 1.500 barris por dia, o IP sem dano é 11.

Nossa simulação, e dos sócios, para um poço de 650 metros, com o dano mínimo, porque o dano zero é um dano ideal e praticamente não existe, é uma condição quase que utópica; então, comumente, se considera qual é o IP com dano zero e considera 2/3 disso como sendo um poço com um dano usual.

Nossas simulações com o dano de 8, se o poço do teste fosse um dano 8, levam a IP de 30 a 35. Mas nós estamos considerando para o SPA o caso médio, nem o que pode ser, 35, nem o que foi obtido no teste do poço vertical, que é esse aqui.

Então, para o nosso SPA, o poço será, na pior das hipóteses, a mesma coisa que foi no teste realizado pelo operador anterior, que conduz a essa produção de em torno de 12.000 barris por dia, sendo 6.000 por poço, ou, no nosso caso médio, uma produção de 12.000 barris por poço, levando à produção no SPA de 24.000 barris por dia.

A pergunta que o próprio pessoal da Empresa fez foi: "e se o poço der mais?". Não tem problema, podemos conduzir esse teste. É só diminuir a produção de um poço e dar o máximo que o outro puder dar. Assim chegamos ao limite de produção desse poço. Então, nós estamos resguardados, prontos para uma produção média, mas teremos oportunidade de testar cada poço na sua real e máxima capacidade.

E esses estudos que temos conduzido durante o ano de 2012 é que nos levaram a dar um *stop* nesse FPSO de capacidade de 30.000 total, 25.000 de óleo. Podemos ter uma coisa melhor, podemos aguardar mais esse primeiro óleo para ter o *full development* antecipado e muito maior retorno.

É essa a expectativa que temos, de aguardar o resultado do teste, performance do primeiro poço, ainda com a sonda de perfuração para definir qual FPSO será colocado.

Repetindo: teremos oportunidade, estamos acompanhando o mercado, existem FPSOs disponíveis para entrada quase imediata em 2014. Precisam de adaptação? Sim. Às vezes o FPSO tem planta para óleo pesado, mas não tem ancoragem para 1.500; às vezes tem ancoragem para 1.500, mas não tem capacidade de manuseio de água. Cada um tem o seu *plus* necessário para um ajuste, e acreditamos que de seis a oito meses após contratados eles podem fazer esse ajuste. Então, serão

provavelmente FPSOs que estarão disponíveis, com a adaptação necessária para aplicação no nosso Campo.

No slide 32, vemos o CAPEX aprovado pelos sócios e estimado por nós de US\$420 milhões. Ele está muito bem assentado, principalmente porque tudo já foi contratado ou acertado, sem exceção. Toda a fase de CAPEX já está definida.

O que pode variar? Isto aqui, a perfuração, para menos, caso não tenhamos o poço vertical para testemunhagem, então retiraríamos os dias necessários; ou se houver algum problema na perfuração de um poço horizontal, ele tome mais tempo. O que é possível de modificação é esse tempo de perfuração, porque tudo aqui já foi contratado ou negociado, está em fase final. Isso é o que consta no nosso CAPEX.

Passando para o slide 33. O que existe de desafio no Campo de Atlanta? O desafio do Campo de Atlanta é a junção de várias tecnologias conhecidas neste Campo, que será o primeiro Campo de águas ultraprofundas, com óleo pesado de 14° API, produzindo em um poço horizontal com *Gravel Pack*, com uma bomba de alta potência. Todos esses elementos em separado são amplamente conhecidos e utilizados. O que não foi feito ainda é a junção dessas tecnologias, e nós trouxemos os técnicos e as companhias que têm essa habilidade.

O Gerente Paulo Rocha é quem cuidava de óleo pesado na Petrobras, o Gerente Goulart foi quem praticamente coordenou projetos replicantes, FPSOs replicantes, conhece bastante de FPSO em superfície; o Gerente Jacques Salies perfurou em águas ultraprofundas lá no Golfo do México, é o Gerente Internacional da Petrobras. Nós trouxemos essa habilidade para a Companhia.

E as companhias de serviço. Essa companhia que vai fazer esse serviço de perfuração é a Baker Hughes, top no mundo. Está entre as três maiores e tem toda a tecnologia, tanto de perfuração horizontal, tanto para *Gravel Pack*, tem as bombas que são utilizadas; aqui no Brasil, principalmente, são as mais utilizadas.

Então, estamos cercados por quem tem competência, e nós nos achamos competentes, e acho que nossos sócios também acham que somos competentes, e estão nos dando o apoio para desenvolvimento deste campo, desta maneira que propomos.

Para concluir, eu queria apresentar uma propaganda no slide 34 que nós circulamos em uma revista americana no ano passado, mas que traduz o que pensamos a respeito do Campo de Atlanta. É um desafio, mas que nós vamos vencer, e vamos muito bem.

É isso. Eu queria abrir para perguntas. Só pediria que as pessoas, ao perguntarem, se identificassem, para que os outros que estão ouvindo através do webcast tivessem conhecimento.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Danilo, eu tenho várias perguntas. Não vou nem entrar na que você falou que eu não deveria perguntar. Primeiro, vocês estão com uma visão boa do IP do poço. O que eu queria entender da cabeça de vocês é: qual é o nível de convicção, certeza ou conforto com sustentabilidade de produção e reposição do reservatório? O que leva a crer que dá para segurar nesse nível de produção?

Danilo Oliveira:

As simulações de reservatório indicam o seguinte: em nenhum reservatório aqui no Brasil nós temos o que temos aqui. Um campo comprimido no topo por um aquífero gigantesco, com volumes 20 vezes superiores ao volume do campo, onde todas as nossas simulações indicam que qualquer injeção é inócua, é nada. Que ele tem força suficiente para manter essa pressão. Todos os estudos de reservatório indicam isso, não nossos, mas dos antigos operadores, e dos sócios antigos e dos sócios atuais.

Esse aquífero é único. Ele tem 40 bilhões de barris de água, e como a transição reservatório-água não tem o que comumente alguns campos de óleo pesado têm, que é o chamado *tar* (piche), ela não aparece no reservatório e ela não aparece nos nossos testemunhos, não existe isso. Nós acreditamos que esse fluxo de água vem, e nós teremos a oportunidade de comprovar isso, o volume de produção que estamos estimando é cerca de 10% a 12% da reserva total, e teremos uma clara ideia dessa nossa convicção.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

A segunda coisa, eu queria entender o que é saturação de água nesse óleo.

Danilo Oliveira:

Saturação de água?

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Saturação de óleo, no final das contas. Quanto de água você está puxando no seu barril normal, nos testes? Chegou a puxar alguma coisa?

Danilo Oliveira:

Que eu saiba, nada. Paulo, confirme, por favor.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Só para entender o quanto estava saindo. Nos testes que foram feitos, quanto saiu de água?

Danilo Oliveira:

Nada. Zero.

Paulo Rocha:

Nós temos o teste do oito, e na posição em que ele está, ele não produziu nenhuma água. Mas evidentemente que com a produção virá uma quantidade grande de água. Nós temos que conviver com alta produção de água, isso já sabemos desde o começo. Óleo pesado, produzindo por injeção ou por aquífero, vai a levar altas razões, altos cortes de água, e você tem que conviver com isso.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Eu vou fazer mais uma e depois eu paro. Eu queria também entender o seguinte: do ponto de vista de reestudo, estamos olhando os dados do operador. Várias

vezes você colocou na mesa que o nível de convicção da Companhia vinha crescendo de uma forma muito grande, à medida que essas coisas estavam sendo reestudadas, ou olhadas pela primeira vez. Eu queria saber se você poderia dividir conosco um pouco do que era preocupação antes e o que mudou nesse tempo, só para entendermos um pouco do que está lhe dando tanta convicção adicional.

Danilo Oliveira:

Nós não tínhamos um modelo geológico nosso, o modelo geológico que tínhamos era o do antigo operador. Nós refizemos o modelo geológico, muito parecido com o do operador anterior, mas nós refinamos esse estudo geológico e rodamos simulações diversas, utilizando os conceitos que estamos aplicando.

Por exemplo, o conceito do operador anterior era TLP, era o conceito de *manifold*, indo seis poços para cada *manifold*. Nós retiramos esse modelo, colocamos poços individuais, e os estudos de reservatório indicam, não deixam dúvida quanto ao grande potencial de produção desse Campo.

Nós refinamos, encomendamos estudos com outras empresas, e todas indicam que a pressão se manterá, o aquífero atuará, o índice de produtividade tende a ser grande, e com o diferencial que pretendemos aplicar com essa bomba, um diferencial de 120 kg, esse poço produzirá, e produzirá muito mais que aqueles 1.500 barris que produziu no poço horizontal.

O que nós queremos confirmar com esse SPA? Por que não garantimos e contratamos logo o FPSO? Porque por mais que os estudos indiquem, persiste a dúvida de o reservatório responder da maneira que estamos esperando, simulando.

Nós temos que aguardar para ver pelo menos se o teste de formação que faremos no primeiro poço, se com o poço horizontal ele tem realmente a produtividade que nós simulamos, ou perto dela. Nós preferimos aguardar, mas os sócios novos e os antigos estão convictos de que vai ocorrer.

Outra coisa: a primeira coisa que fizemos, no PD anterior, apresentado em 2006, essa bomba de 1.500 hp nem existia. As bombas comuns da época eram de 800 hp, era o máximo que existia. E nós, quando apresentamos o PD e mantivemos o FPSO de 75.000, foi um PD feito em 60 dias: depois que adquirimos, em final de agosto, para apresentar em dezembro, por exigência da Agência, não modificamos grande coisa. A única coisa que modificamos, para os sócios todos se sentirem confortáveis, foi que tiramos a TLP e colocamos FPSO.

E logo que corremos simulações com essas bombas de alta potência, vimos que aqueles poços de 6.500 barris, com aquele FPSO de 75.000, ficaríamos com o FPSO precisando de mais óleo, então mudamos logo para 100.000.

Então, temos certa dose de certeza de que teremos uma alta produtividade.

Paulo Rocha:

Um ponto importante, a extensão do tempo do SPA para três anos e dois poços permite ter uma vazão acumulada neste tempo em que eu comprovo a atuação do aquífero. Então, eu vou partir para o sistema definitivo tendo checado essa condição, o que é importante. Eu não preciso colocar um sistema de injeção de água, eu posso com certeza dispensá-lo no FPSO definitivo.

Luana Helsinger, GBM:

Danilo, obrigada pela apresentação. Eu queria só entender a questão do poço contingente, esse poço vertical. Que eu me lembre, existiam antes apenas dois poços horizontais, e esse seria um poço para coleta de dados. Que dados vocês estariam buscando que ainda não estão contemplados no PD?

Danilo Oliveira:

Nós temos esse reservatório aqui. O operador anterior, ao perfurar os poços, quando você não tem conhecimento do reservatório, você não pode programar uma coleta de teste. Você só pode fazer isso quando tem conhecimento de que existe um reservatório a certa altura. E ele fez essa coleta de dados. Nós chamamos de 'testemunho'.

O que é o testemunho? Em vez de perfurar com uma broca normal, que tritura tudo, você perfura com uma broca oca, que só tem a coroa. Ela vai perfurando, a formação vai entrando na coluna e recolhe aquela coluna para preservar, para levar para laboratório e fazer as devidas simulações, exatamente de como é o fluxo do fluido daquela rocha, como é a mobilidade dos pinos, etc.

O que aconteceu? Grande parte dessas amostragens que foram feitas foi perdida. O arenito era tão friável, e parece que não se prepararam para esse detalhe, que quando se planejava coletar uma amostra de 9 metros do reservatório, no final se conseguia 2 metros, 1 metros, se perdia. O resto virava areia de praia.

Nós estamos checando exatamente isso, se os testemunhos que foram preservados estão em condições de serem levados a laboratório para fazermos as simulações que queremos. Ou seja, compatibilidade da rocha com alguns produtos que queremos utilizar na perfuração, na completção, anti-incrustante, essas coisas.

Caso esses testemunhos não sejam satisfatórios para nós, o que faremos? Teceremos uma sapata aqui e, a partir desse ponto, testemunharemos o reservatório já com os cuidados inerentes das lições anteriores aprendidas.

Vamos perfurar continuamente, é uma técnica a princípio nova, que testemunha e congela imediatamente o testemunho, de modo que ele não se esfarele e possa ser conservado e utilizado mais tarde, nos laboratórios.

Luiz Otávio Broad, Ágora Corretora:

Olá Danilo. Vocês já têm uma ideia de qual seria o desconto desse óleo com relação ao Brent?

Danilo Oliveira:

Sim. Foi uma preocupação que tivemos. Logo que recebemos a confirmação da ANP, para nossa surpresa, não procuramos ninguém, nós fomos procurados. Então, nós temos pelo menos três grandes *traders* internacionais que estamos em contato, já tem um acordo de confidencialidade, já temos até um modelo de contrato, e a sinalização que eles dão é boa, e nos leva a números entre 10% e 15% de desconto, isso dependendo de que maneira eu venda.

Eu posso vender esse óleo de três maneiras. O que é importante nesse óleo pesado? É que ele tem que ser 'blendado', tem que ser misturado com óleo leve. Qual é a melhor situação que eu tenho? Descobrir Piapara, colocar um poço em Piapara, eu fazer o *blend* e vender 'blendado'. Ele tem um preço.

A segunda venda que eu posso fazer é vender para um *trader* que já exporta do Brasil para fora, onde ele chegue com um navio já carregado com óleo, eu coloque o meu e o *blend* é feito no próprio transporte. E o terceiro é sem *blend*, eu vendo direto para a refinaria e ela faz o *blend*.

Cada modalidade de venda dessas tem um desconto. Mas temos aqui no Brasil gente que tem um óleo semelhante ao nosso e está vendendo a menos de 10% de desconto. Porque o nosso óleo é muito bom. Nosso óleo é naftênico, é um óleo que falta no mundo, que tem um porte excelente para lubrificantes de alta qualidade, lubrificantes *premium*.

Isso já foi claramente colocado para nós. "Vemos o seu óleo, é de grande qualidade, não é parafínico, não é asfaltênico, então, apesar de ser pesado, ele tem qualidade".

Luiz Otávio Broad, Ágora Corretora:

Outra dúvida: no sistema definitivo, o FPSO seria operado por vocês ou por uma empresa contratante?

Danilo Oliveira:

Afretado. Ele será operado pela empresa que contratarmos.

Pedro Medeiros, Citi:

Danilo, na parte em que você fala de volume recuperável, essa é mais uma dúvida bem específica, você apresenta todas as cinco zonas do reservatório, porém uma delas ainda não foi testada. Tem alguma particularidade que traz convicção ali para já incluir isso nos volumes recuperáveis? Na parte de Atlanta especificamente, ao lado direito da falha. Se não me engano, área C2.

Danilo Oliveira:

Esta aqui tem características similares a esta – E2. O plano de desenvolvimento engloba essas três aqui (C2, E2, E1). O plano do SPA só tem esses dois poços, mas o plano de desenvolvimento tem poços aqui também.

O plano de desenvolvimento são essas três áreas, sendo que o SPA é nesses dois poços, só nessas duas áreas (E2, E1). Mas o volume dessas três áreas que é 1,5 bilhões, e nessas duas áreas é onde há o adalgamento do reservatório. Não temos muitos dados, porque não foram perfurados poços lá; preferimos deixar para um segundo estágio, como um *upside*, se isso aqui se revelar um bom produtor.

Pedro Medeiros:

Então os 280 milhões são o E1 e o E2, não incluem o C2 também?

Danilo Oliveira:

Não, o que consideramos é para os três. Aqueles 230 milhões, 260 milhões, são considerando como produzíveis essas três áreas. As três áreas que levam àquele volume recuperável de mais de 200 milhões.

Paulo Rocha:

Os blocos a oeste ficam do lado baixo da falha. Eles têm uma espessura, uma proximidade de um aquífero de fundo muito forte. Nós precisamos entender um pouco como é o comportamento de subida de água, para ver a viabilidade econômica de colocar poços lá.

Nas primeiras simulações, em algumas sensibilidades que fizemos, a água ali pode chegar muito rápido e os poços não se pagarem. Então, eu preciso entender o comportamento do reservatório, o tipo de barreira vertical que eu encontro na exploração do lado leste para avaliar se dá para levá-la para os blocos do oeste.

Pedro Medeiros:

Justamente seguindo esse comentário, se você puder colocar na seção sísmica, você mostra que, se não me engano, no E1 e no E2 o contato água/óleo está bem definido, porém você extrapola um *bright spot* para baixo dele. Esses volumes estão considerados também, para baixo do contato? Na página 8. Essa linha amarela, se não me engano, seria a continuidade do reservatório abaixo do contato.

Paulo Rocha:

Isso. Se você observar a seção onde ela está, ela não pega parte de óleo. No bloco baixo, como eu falei, o aquífero é extremamente grande. Se fizéssemos essa seção um pouco mais ao norte, pegaríamos a parte de óleo que estamos falando. É essa a pergunta?

Pedro Medeiros:

Não. No lado leste mesmo, dentro do reservatório onde vocês estão considerando, você mostra a interação do contato, do *flat spot* com o topo do reservatório. Porém, você apresenta isso como se o reservatório continuasse para baixo. Esse volume está incluído no volume recuperável?

Paulo Rocha:

Não está marcada aqui a base do reservatório. Vemos é o contato óleo/água. Nós não fizemos a interpretação da base. A base do reservatório vem por aqui, em algum ponto, e ela chegará mais ou menos até aqui. Essa areia toda mergulha para cá, e parte do reservatório tem um aquífero na parte de baixo. Todo esse óleo está mapeado e com segurança gigantesca. Esse *flat spot* é realmente em 3D.

Pedro Medeiros:

Ótimo. Paulo, só uma última pergunta: não sei se você tem capacidade de responder, mas você pode caracterizar um pouco como as indicações que vocês têm aqui de IP se comparariam com os reservatórios do Parque das Conchas e de Peregrino? Se você tiver o dado e puder falar.

Paulo Rocha:

Como eu caracterizo o meu IP, eu sei. O do Parque das Conchas e de Peregrino, eu não conheço. São de outros operadores: Parque das Conchas é Shell, o outro é Statoil.

Mas o nosso grande ponto de calibragem é o teste que foi feito no 8. Estudos simples mostram que facilmente chegaríamos, no horizontal da área, em torno de 30 a 35 de IP, conforme o Danilo fez.

O poço está razoavelmente danificado. O Salies falou para eu pegar uns poços limpos, bons. Se eu receber esses poços dele, teremos IPs bastante altos, principalmente nesse grande maciço, nesse grande topo do reservatório, teremos IPs bastante razoáveis, e alguma coisa um pouco menor para o lado de cá. Mas a nossa grande calibração é a produção tirada do poço 8. Então, melhor que qualquer coisa, eu tenho um teste nesse reservatório.

Danilo Oliveira:

Durante o nosso *data room* na aquisição, o operador anterior nos mostrou, mas depois não deu, porque logicamente não poderia, todos os estudos comparativos que ele fez disso com os campos que ele operava, não só no Brasil quanto em outros lugares, como Perdido, por exemplo, que é muito similar a esse.

Então, nós temos uma ideia, mas não temos o *core* do estudo. Temos alguns resultados que eles nos apresentaram; resultados dos próprios estudos deles, enquanto aguardavam a aprovação da Agência do plano de desenvolvimento.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Danilo, agora talvez mais no número, se vocês decidirem não fazer o vertical, o que é mudança de CAPEX daquele desenho?

Danilo Oliveira:

A mudança de CAPEX é o número de dias vezes o taxímetro que contamos lá. Perfuração envolve perfuração, barco, helicóptero, todo o sistema de apoios.

Salies, dias de perfuração estimados para o poço vertical?

Jacques Salies:

65 dias.

Danilo Oliveira:

65 dias. Temos que tirar 65 dias...

Gustavo Gattass:

De um período de nove meses, é isso?

Danilo Oliveira:

De um período de nove meses, exatamente.

Gustavo Gattass:

Então eu tiro 65 de nove meses, está bom. E do ponto de vista do programa definitivo, vocês hoje têm alguma razão para imaginar que seu poço terá que ter alguma característica muito diferente, que encareça ou faça com que ele fique muito mais barato?

Danilo Oliveira:

Não. Nós não teremos poço barato.

Gustavo Gattass:

Só para eu entender, na hora em que você está pensando no seu poço horizontal, ele é parecido com o poço que você terá no programa definitivo?

Danilo Oliveira:

Hoje, é o poço do programa definitivo. São 12 poços exatamente iguais. A não ser que apareçam novas tecnologias, ou, o que é o mais importante, que eu não quis mencionar aqui porque vocês dirão que eu estou sendo muito otimista, voltando ao slide número 18, se eu tiver um poço muito bom, a diferença de produção colocando a bomba dentro do poço e fora dele é pequena.

O que eu poço fazer é uma melhora: se eu tiver um poço muito bom, eu posso optar por uma bomba fora do poço. O que isso significa? No nosso caso, onde a lâmina d'água é o preponderante, em vez do sedimento que eu tenho embaixo, eu perco muito pouco em produção, mas ganho muito em OPEX, porque uma bomba para ser substituída fora do poço, leva no máximo cinco dias; já para uma bomba dentro do poço, eu tenho que mobilizar uma sonda, trazer, intervir e voltar, o que estimamos em 45 dias. E temos um *meantime between failure* das bombas, e estamos estimando o nosso OPEX em cima disso.

O que eu tenho é, *upside*, se o poço mostrar que ele coloca bem o óleo no leito marinho, nós partiremos para uma bomba no leito marinho. Temos muita flexibilidade para o sistema definitivo.

É isso que estou dizendo. O nosso sistema de calibração com esses dois poços não é um *no go*, é para um *go better*.

Gustavo Gattass:

OK. E o FPSO, Danilo, você mencionou que o plano de desenvolvimento já está com o de 100.000, ou ele está com o de 75.000? Isso ficou confuso para mim.

Danilo Oliveira:

Já está com o de 100.000. Na revisão que fizemos em agosto e submetemos à Agência, já substituímos por um de 100.000.

Gustavo Gattass:

Tá bom. E vocês estavam falando que tem muito equipamento já disponível. Eu sei que é impossível dizer, mas vocês teriam como nos dar pelo menos um *range* aberto do que seria a taxa diária para isso, ou vocês estão pensando em comprar?

Danilo Oliveira:

Nunca comprar. Nós vamos afretar. Por que não quisemos abordar o OPEX? Como nele não foi nada contratado, não quisemos dar nenhum indicativo de preço ou do que estamos esperando, mesmo porque não queremos balizar o mercado. Nós iremos ao mercado e ele nos trará isso.

Nós temos uma estimativa, mas não queremos passar agora, porque achamos que é abrir demais.

Gustavo Gattass:

OK. E tudo é equipamento contratado feito lá fora, primordialmente?

Danilo Oliveira:

Esse bloco não tem nenhuma exigência de conteúdo local. Então, como provavelmente partiremos para uma disponibilidade, provavelmente será tudo lá fora. No máximo, podemos fazer alguma adaptação aqui, talvez para o sistema de ancoragem, colocar aquecimento nos tanques, coisas menores; ou preparar uma planta menor para processar 15.000 barris de óleo leve. Coisas desse tipo podem ser feitas aqui, mas o FPSO em si, eu acredito que venha de fora.

Gustavo Gattass:

OK.

Danilo Oliveira:

Queria agradecer a presença de vocês. Espero que tenhamos dado os esclarecimentos necessários para que vocês possam fazer todas as suas aproximações, suas contas. Qualquer dúvida que vocês tiverem, vocês podem, logicamente, ligar para o nosso RI para esclarecer.

Vou passar à Paula para fazer o fechamento. Por favor, Paula.

Paula:

Mais uma vez, queria agradecer a presença de todos vocês, a participação presencial de vocês e via *webcast* das pessoas que acompanharam a apresentação. Dizer que continuamos disponíveis através da nossa área de RI; então, qualquer dúvida que tenha ficado ou futuros questionamentos, fiquem à vontade para entrar em contato conosco.

Obrigada mais uma vez, e boa tarde a todos.

“Este documento é uma transcrição produzida pela MZ. A MZ faz o possível para garantir a qualidade (atual, precisa e completa) da transcrição. Entretanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais falhas, já que o texto depende da qualidade do áudio e da clareza discursiva dos palestrantes. Portanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais danos ou prejuízos que possam surgir com o uso, acesso, segurança, manutenção, distribuição e/ou transmissão desta transcrição. Este documento é uma transcrição simples e não reflete nenhuma opinião de investimento da MZ. Todo o conteúdo deste documento é de responsabilidade total e exclusiva da empresa que realizou o evento transcrito pela MZ. Por favor, consulte o website de relações com investidor (e/ou institucional) da respectiva companhia para mais condições e termos importantes e específicos relacionados ao uso desta transcrição.”