



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Operadora:

Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos à teleconferência da Petrobras com analistas e investidores, para apresentação do Plano de Negócios 2011–2015.

Informamos que a transmissão é gravada e todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da Empresa. Em seguida, iniciaremos a sessão de perguntas e respostas para analistas da indústria, quando mais instruções serão fornecidas. Caso alguém necessite de alguma assistência durante a teleconferência, por favor, solicite a ajuda de um operador, digitando *0.

Estão presentes hoje conosco o Sr. José Sergio Gabrielli, Presidente da Petrobras, e o Sr. Almir Guilherme Barbassa, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Petrobras, e demais executivos da Companhia.

Antes de darmos início, o Sr. Lucas Tavares de Melo, Gerente de Relações com Investidores da Petrobras, tem alguns comentários. Por favor, Sr. Melo, o senhor pode prosseguir.

Lucas Tavares de Melo:

Bom dia a todos. Vamos dar início à teleconferência da Petrobras com analistas e investidores, para apresentação do Plano de Negócios 2011–2015. A teleconferência de hoje está sendo transmitida ao vivo pela Internet, no nosso site petrobras.com.br/ri, e também pode ser acompanhada via teleconferência, no número 55 (11) 3127-4971, código: Petrobras.

Antes de prosseguir, eu gostaria de esclarecer que esta reunião está sendo gravada, e gostaria de solicitar sua especial atenção ao slide número dois, que contém o aviso aos acionistas e investidores. As palavras “acredita”, “espera” e similares, relativas às projeções e metas, constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras.

Passo agora a palavra ao nosso Presidente, José Sergio Gabrielli, para dar início à apresentação. Posteriormente, responderemos as questões que eventualmente sejam formuladas. Por favor, Presidente.

José Sergio Gabrielli:

Bom dia a todos. Nós vamos começar no próximo slide, por favor, o slide três, lembrando que, das novas descobertas de petróleo no mundo, de 2005 a 2010, a maior parte ocorreu em águas profundas. E nessas descobertas, o Brasil teve um papel preponderante, com 62% delas.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Nos últimos cinco anos, portanto, nós aumentamos a presença do Brasil como fonte de novas áreas de novos barris nos reservatórios descobertos. E nos próximos anos, nossa expectativa é de que a adição de novos barris será fortemente dependente da nossa capacidade de desenvolver essas descobertas. Portanto, isso irá provocar um aumento do papel relativo da nossa produção em termos da produção nova no mundo, ao mesmo tempo em que irá aumentar a demanda sobre a cadeia de fornecedores para as atividades em águas profundas no mundo.

Portanto, nós estamos antecipando uma situação de aumento da nossa produção, ao mesmo tempo em que vamos enfrentar maiores e mais intensos desafios no crescimento da cadeia de fornecedores para a Companhia. Tudo isso nos leva a ter uma expectativa de dobrar as nossas reservas provadas até 2020, mantendo o custo de descoberta aos níveis atuais, em torno de US\$2 por barril de óleo equivalente.

Próximo, por favor. Em termos de projeção de produção, nós estamos projetando em dois cenários: um em que temos preços de longo prazo em torno de US\$80, e outro cenário em que temos preços de longo prazo no petróleo em torno de US\$95. Duas taxas de crescimento do mercado de líquidos no Brasil; aqui é um mercado de líquidos, portanto nós não estamos levando em conta a presença do gás natural, apenas estamos incluindo o ciclo Otto, portanto o biodiesel, o biojet do ciclo diesel e o etanol no ciclo Otto de derivados.

Portanto, nós estamos antecipando um mercado brasileiro em 2020 entre 4,112 milhões de barris de óleo equivalente por dia e 4,385 milhões de barris por dia de óleo equivalente em 2020, nos dois cenários. Em 2015, nossa expectativa é de que o mercado será entre 3,399 milhões e 3,336 milhões, com uma diferença menor, porque os dois cenários têm pouca diferenciação no início do período.

Próximo, por favor. Em termos do programa de investimentos, nós tivemos um volume de investimentos, comparando o atual plano de negócios 2011–2015 com o plano de investimentos de 2010–2014, os volumes em USD são semelhantes, mas a estrutura é diferente.

Nós ampliamos a participação do E&P, da exploração e produção, de 53% para 57%, reduzimos a participação do refino, transporte e comercialização de 33% para 31%, reduzimos o gás e energia de 8% para 6%, mantivemos o biocombustível em torno de 2%, e mantivemos a petroquímica em torno de 1%. Portanto, há um grande aumento no investimento na área de exploração e produção, com US\$22,8 bilhões dedicados à atividade exploratória, e com um investimento crescente, que eu vou mencionar mais tarde, na área do pré-sal, especialmente na cessão onerosa.

5% do total desses investimentos por segmento de negócios serão realizados no exterior, sendo que nos investimentos no exterior, 87% em exploração e produção.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Próximo, por favor. Para demonstrar as diferenças entre o plano de negócios de 2010–2014 e 2011–2015, temos uma diferença, em primeiro lugar, em Reais, bastante significativa, porque os US\$224 bilhões à taxa de câmbio em que esses investimentos foram aprovados e que foram apresentados no plano de negócio, correspondiam a R\$419,7 bilhões. Os US\$224,7 bilhões hoje correspondem a R\$388,9 bilhões, portanto em termos de Reais, nós temos um investimento menor em Reais do que tínhamos em 2010, pela razão da variação da taxa de câmbio. Essencialmente, nós saímos de uma taxa de câmbio em torno de R\$1,80, se não me engano, e chegamos a R\$1,73 neste novo plano.

Em termos de composição dos projetos, nós retiramos do plano 2010–2014 US\$10,8 bilhões de projetos que estavam nesse plano, por várias razões que eu depois vou explicar as principais. Portanto, nós temos uma redução de 0,3% do plano por retirada de projetos, ou porque eles foram concluídos ou porque foram considerados menos prioritários do que outros. Mantivemos, portanto, no plano 2010–2014, no período 2011–2015, US\$213,2 bilhões dentro deste plano.

Se nós olharmos para o período 2011–2015, nós acrescentamos US\$32,1 bilhões, e aqueles projetos mantidos no período correspondem a US\$192,6 bilhões. Portanto, as grandes diferenças que melhoraram o valor do plano foram, positivamente, a taxa de câmbio, que cresceu 8,6%, o orçamento, que cresceu em termos de custo, US\$1,5 bilhão, mudança de cronograma, alterações de cronograma, extensão de prazos de projetos reduziram em US\$23,7 bilhões, modelos de negócios e escopo, em torno de US\$7 bilhões os dois. Portanto, o valor de US\$224,7 bilhões é o mesmo, porém a composição é distinta, especialmente aumentando os investimentos na exploração e produção, em particular na cessão onerosa.

Próximo, por favor. Aqui nós apresentamos algumas dessas variações. O aumento do investimento na exploração e produção foi de US\$8,7 bilhões. Basicamente com os novos projetos, como já mencionei, a inclusão da cessão onerosa, novas unidades no pré-sal, particularmente em Lula, a ampliação do investimento em infraestrutura operacional, base de apoio, gasodutos e oleodutos, novas descobertas e pesquisa e desenvolvimento. O que foi retirado: nós descontinuamos projetos que estavam com insucesso na fase exploratória, e alguns projetos de desenvolvimento da produção nós revisitamos e alteramos o cronograma deles.

Em relação ao abastecimento, incluindo a petroquímica, nós reduzimos investimentos em US\$4,3 bilhões, incluindo uma unidade de lubrificantes no Comperj, aumentando investimento em logística de óleo. Evidentemente que concluímos o aporte à Braskem; portanto, o aporte à Braskem na petroquímica foi retirado do nosso projeto, porque já foi concluído.

Em investimentos em qualidade, estamos reduzindo por conclusões; nós devemos concluir e implantar 26 novas unidades nas nossas refinarias em qualidade e, portanto, isso extingue uma fase de investimentos pesados que fizemos para melhorar a qualidade de nossos projetos.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Além disso, na análise mais precisa do cronograma da refinaria Premium 1, nós não temos condições físicas de fazer essa refinaria iniciar a produção antes de 2016.

Próximo, por favor. Em termos de maturidade do nosso plano, dos 688 projetos acima de US\$25 milhões, que são acompanhados pela administração da Companhia, além dos 3.000 projetos que são acompanhados por outros níveis hierárquicos da Companhia, nós vemos que 34% desses projetos, portanto US\$65,7 bilhões, correspondendo a 275 projetos, foram aprovados até 2009. Portanto são projetos que estão em fase de implantação, já aprovados e já contratados.

Em 2010, nós aprovamos mais 95 projetos, portanto US\$51 milhões mais 23%. Em 2011 a previsão é de que aprovemos 104 projetos, US\$41,4 bilhões, 18% do plano. Portanto, teremos apenas 24% do plano a ser aprovado no período de 2012–2015.

Portanto, notem que o plano tem um grau de maturidade maior do que tinha anteriormente. Ou seja, nós estamos com a carteira mais madura, já mais contratada, já com menos projetos nas fases 1 e 2, como tínhamos em planos anteriores.

Próximo, por favor. O próximo slide tenta mostrar um pouco que os investimentos aumentaram, sem dúvida alguma, mas não abrimos mão da importância da integração entre diversos segmentos de negócios da Companhia.

Nós temos uma visão muito firme de que a integração adiciona valor às companhias de petróleo no mundo. Esse gráfico compara o retorno do capital empregado de 2000 a 2010, nos últimos dez anos entre as empresas de petróleo do mundo, comparando o retorno das companhias integradas com as companhias que são puramente dedicadas à atividade de exploração e produção, e aquelas companhias que são puramente dedicadas ao refino.

O que esse gráfico demonstra é que, ao longo desse ciclo de dez anos, sem dúvida nenhuma as empresas integradas apresentaram um retorno superior às empresas dedicadas puramente a exploração e produção e às empresas puramente dedicadas ao refino. Portanto, a integração adiciona valor na indústria de petróleo, e isso nós estamos buscando com os investimentos que temos no conjunto das atividades, seja o investimento no refino, seja o investimento em gás e energia, seja o investimento no biodiesel e no biocombustível em geral, etanol inclusive.

Eu vou pedir ao Diretor Almir comentar agora um pouco sobre financiabilidade, e sobre o E&P, e eu retorno um pouco mais adiante.

Almir Guilherme Barbassa:

O plano é bastante volumoso, bastante ambicioso, e trabalhar com dados financeiros bem robustos é muito importante. Então, neste slide 12 nós temos essa área azul mais clara, que é o espectro de projeções dos diversos organismos que trabalham com isso, projeções de preço



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

para o futuro. À medida que caminhamos para o futuro, a imprecisão aumenta e nós temos uma faixa maior.

Mas nós trabalhamos com aquela faixa escura, que fica na média inferior desse espaço, e essa média varia entre US\$80 e US\$95. Então, nós estamos trabalhando com esses dois limites, e calculamos os nossos valores para esses limites.

Hoje, olhando esses valores, podemos dizer que eles são conservadores, o que nos dá um conforto em termos da financiabilidade do plano. Mas vamos a outros indicadores e premissas que nós trabalhamos.

Próximo, por favor. Nós temos duas premissas basilares para o nosso plano. Uma delas, a primeira, é não realizar nova capitalização. Isso é porque nós temos uma visão de que estamos crescendo em investimento, vamos crescer o endividamento durante o período, mas também teremos, é claro, dada a maturidade dos projetos em quatro, cinco anos, fluxo de caixa crescente à medida que esses projetos entrem em produção.

Com isso, vamos aumentar nosso fluxo de caixa, reduzindo a dependência de capital de terceiros. Temos até a previsão de em dez anos não precisarmos mais de fazer captação. O nosso fluxo cresceu o suficiente para atender as nossas demandas, e nós já começamos a ver um fluxo de caixa líquido positivo.

Além disso, é fundamental para um plano desses manter a classificação de grau de investimento. Então, esses dois pressupostos são pressupostos dos quais não iremos nos afastar, eles são basilares.

E além deles, nós temos as demais premissas com as quais trabalhamos para fazer nossas projeções. Trabalhamos com o preço do petróleo, já dito, taxas de câmbio, trabalhamos com R\$1,73 fixa em qualquer dos cenários, com crescimento do mercado brasileiro; o mercado brasileiro é onde temos margem melhor. Se vendêssemos toda nossa produção aqui, seria o ideal, em termos de maximização dos resultados. E em termos de preço médio de realização do Brasil, a nossa política se mantém, qualidade internacional, buscando margem de produto e otimizando a margem dos produtos.

Exportação e importação de petróleo e derivados conforme a necessidade do mercado; nós somos o principal fornecedor do Brasil e vamos otimizar o nosso produto para este mercado, que é, como eu disse, onde nós temos melhores margens.

O programa de investimento está sendo apresentado, e trouxemos uma novidade, que são os desinvestimentos e as reestruturações de negócios. Com isso, nós estamos projetando geração de US\$13,6 bilhões dessa atividade. É uma atividade de revisão de portfólio, otimização de portfólio, portfólio de investimento e portfólio também da área financeira, de uso



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

mais eficiente, já que agora nossa estratégia, dado esse crescimento de investimento, é usar de maneira mais produtiva o capital Companhia.

Então, nós estamos antevendo que vamos gerar esse volume de recursos dessa atividade. E complementando o fluxo de caixa da Companhia, vamos buscar recurso de terceiros.

Passando para o próximo slide, nós temos os dois cenários limites daquela faixa mostrada. O cenário A trabalha com o petróleo à US\$80, e o cenário B com o petróleo à US\$95, e teríamos, no investimento de US\$224.7 bilhões, mais cerca de US\$31 bilhões de amortizações, uma necessidade de em torno de US\$255 bilhões, US\$256 bilhões. De onde viriam? Viriam da geração própria, que é a maior fonte, que, no caso de US\$80, nos proporcionaria uma geração de US\$125 bilhões. No caso de US\$95, US\$148,9 bilhões.

E complementando com captações de terceiros, o que, em um primeiro caso, levaria a uma necessidade de US\$91 bilhões, e tendo em vista que nós temos amortizações da ordem de US\$31 bilhões, dinheiro novo mesmo, na pior das hipóteses aqui analisada, precisaríamos de US\$60 bilhões, o que dá cerca de US\$12 bilhões por ano, que está dentro do executável.

E no outro caso, de US\$95, aí ficaríamos em um ambiente muito mais folgado: US\$67 bilhões menos US\$31 bilhões daria US\$36 bilhões, daria cerca de US\$7 bilhões por ano de captação de dinheiro novo.

Além disso, prevemos a utilização do excesso de caixa que temos hoje. Esse excesso, em grande parte, foi gerado pela capitalização; ele se mantém no caixa até agora pela não-necessidade, ainda, da utilização do mesmo. Mas ele será utilizado ao longo desse período, na medida do necessário.

E se adiciona os US\$13,6 bilhões que eu mencionei, que viriam do desinvestimento e da reestruturação. Com isso, originamos na Companhia os recursos necessários para fazer frente a esse investimento.

Seguindo, vamos para área de E&P onde nós tivemos uma previsão de US\$127,5 bilhões, ou 57% do investimento. O E&P tem como estratégia olhar a manutenção de nossa produção, criação de reservas, e, com isso, ele está destinando 65% do investimento para o desenvolvimento da produção. Tem previsto para esse período de 2011-2015 19 grandes projetos, que vão adicionar 2,3 milhões de barris de capacidade nova de produção; isso sem contar o que vira dos TLDs, os testes de longa duração, que cada um produz pelo menos 15.000 barris por dia. E nós temos uma média de 4 TLDs no período por ano; quer dizer, duas unidades produzindo. Isso fica como um ajuste.

Mais a perfuração de mais de 1.000 poços no *offshore* brasileiro, 40% exploratório e 60% desenvolvimento. É um volume de poços impressionante. 1.000 poços, além de dar uma capacidade de produção, cerca de 60% para desenvolvimento, são 600 poços adicionados no



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

período. Mas temos as 19 unidades e mais outras que virão; tem poços também para unidades que serão instaladas pós-2015.

Temos aqui ainda o crescimento da produção do pré-sal, que vai atingir 40,5% da produção de petróleo no Brasil em 2020. Com esse portfólio, eu diria que além disso que está colocado aqui, o E&P hoje, claro, está olhando para produção, está olhando para expansão das reservas, para crescimento das reservas, mas ele se caracteriza também por aumento da produtividade, buscar o aumento da produtividade. E nós vamos mostrar, ao longo da apresentação, de onde viria isso. Novos equipamentos, novas formas de trabalhar, novas oportunidades que estão sendo exploradas, que adicionarão muito valor a Companhia por redução de custos ou aumento da produtividade por poço.

O próximo mostra o valor do E&P que é destinado ao Brasil, US\$117,7 bilhões, sendo ainda a maior parte, US\$64,3 bilhões, para o pós-sal. Mas eu chamo atenção para aquela pizza do lado direito embaixo. Ela mostra que 52% do investimento em desenvolvimento será em pré-sal. Então, embora o pré-sal leve uma fatia menor do total, ele está levando uma fatia maior do desenvolvimento.

E o que é o pré-sal? O pré-sal são os grandes campos de alta produtividade no Brasil, que vão alavancar o crescimento da produção. É daí que virá o maior influxo, a maior produção de petróleo, que vai levar aos níveis que estamos projetando de produção.

Então, essa concentração é porque o pré-sal já foi todo descoberto naquilo que temos concessão, onde temos complementos exploratórios, e agora a concentração é no desenvolvimento; enquanto o restante das bacias ainda requer boa parte de investimento exploratório. E no restante também, a produtividade média não é a mesma que virá do pré-sal. Isso vai garantir nosso crescimento da produção.

Mas temos mais de US\$4 bilhões destinados à exploração. Temos que garantir o futuro da Companhia. E serão investidos os US\$2,4 bilhões no total da cessão onerosa, sendo o total do pré-sal de US\$53,4 bilhões. E cresceu o pré-sal do último plano para agora, de US\$33 bilhões para US\$53 bilhões. Então, isso é uma alavanca para o nosso crescimento de produção.

Próximo. E aí nós mostramos as nossas expectativas de produção para 2015-2020 com o número de unidades projetadas: 19 até 2015 e as 35 unidades de 2016 a 2020. Aumenta o nível de demanda e de desafios entre 2016-2020.

Mas olhando o próximo slide, a experiência da Petrobras em águas ultra profundas é alguma coisa consolidada. Veja que em 2010 produzimos 1,6 milhão barris de águas profundas. Então, é um ambiente que a Petrobras já está acostumada, e agora é só continuar a produzir com mais eficiência.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Então, nós temos aqui o crescimento da produção da Petrobras, que se dará em águas profundas, e nós temos o pré-sal localizado nesse ambiente, de onde virá a maior produção adicional. E a nossa produção média cresceu, desde 1980, 10% ao ano nos últimos 30 anos. Isso é coerente com o que nós estamos também produzindo ou projetando daqui para frente.

O próximo slide mostra as unidades já contratadas ou em processo de licitação. Em processo de licitação encontram-se, acho, duas desse total, o que dá garantia de que vamos entregar essa produção de 2015. Estão em fabricação, em fase adiantada, ou em processo já de contratação.

Então, essa meta de produzir líquidos na ordem de 3,07 milhões de barris por dia, partindo agora em uma média esperada de 2011 de 2,1 milhões, é realizável diante dessa capacidade que estamos antevendo para instalar no período.

A próxima, mostramos, pela primeira vez, o *ramp-up* das produções nas plataformas. Um fator limitante desse *ramp-up* é a disponibilidade de sondas. Na medida em que o número de sondas pode ser visto embaixo, particularmente aquelas com capacidade de operar acima de 2.000 mil metros de lâmina d'água, em lâmina d'água mais profunda, nós já teremos um *ramp-up* mais rápido, o que aumenta a produtividade da Companhia; o capital já empregado, já colocado no campo, e o custo operacional correndo, então o mais rápido que enchermos a plataforma, melhor.

Então, com a disponibilidade crescente de sondas, e nós já temos 15 sondas com essa capacidade hoje operando, e estamos prevendo receber mais dez em 2011, 13 em 2012, isso elevará o número significativamente, o que tornará esse equipamento crítico mais disponível, tornando esse prazo para atingir a produção plena da plataforma, menor. E isso quer dizer produtividade e maiores margens.

Próximo, por favor. O que podemos observar no pré-sal até agora? Até agora, a nossa média, o que nos custou de tempo para perfurar o poço e na faixa de 2006 e 2007, tomando como 100%, já em 2010 nós fizemos aquele mesmo poço com 66% do tempo. Isso é um ganho extraordinário, e como pode ser visto, ele tem andado, melhorado ano a ano. E esse é um trabalho que continua sendo feito, e temos metas ainda de reduzir ainda mais.

E olhando para o lado do resultado do TLD, do lado direito, vemos que temos obtido produção constante, restrição por limite de queima de gás; poderíamos estar produzindo até mais nesses poços que estão em TLD.

Nós temos observado um bom comportamento dos reservatórios, boa comunicação lateral, sem problema de escoamento. Hoje, um poço que está conectado à plataforma piloto de Lula é o poço mais produtivo da Petrobras, com cerca de 36.000 barris por dia de petróleo equivalente. 28.000, 29.000 de líquido e o restante de gás. Essa é a leitura que conseguimos fazer a partir das informações coletadas até agora.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

E como disse embaixo, o número de testes continua, e vamos adicionar mais conhecimento ao longo desse período que estamos hoje trabalhando, possibilitando essa melhoria a longo prazo.

O próximo também confirma isso que acabamos de dizer. Em termos agora de investimento, o que prevíamos em 2008 de gastar 100%, hoje é possível visualizar que o desenvolvimento ficaria então em 55%. É um ganho extraordinário. Isso, olhando do ponto de vista de retorno, o VPL de um projeto que nos daria 100% em 2008, agora está dando 152%.

Então, passando ao próximo nós teremos também uma visão da rentabilidade dos projetos de E&P, com taxas de retorno bastante atrativas. Aquela curva do meio, que consideramos o cenário esperado, com CAPEX de US\$12 por barril e OPEX de US\$5, ela nos daria, para o cenário de US\$80 um retorno próximo de 25%, e para o cenário de US\$95, próximo de 30%.

E aí nós fizemos uma sensibilidade aumentando o CAPEX e aumentando o OPEX. O OPEX é o que acaba pesando mais na história, que leva a curva; OPEX de US\$5 e CAPEX de US\$12, os números são iguais, US\$12 e US\$5, US\$12 e US\$5, sem participação especial. Aí é só na cessão onerosa. Então, há um retorno muito grande, que é confirmado, também, pelo próximo slide, onde se mostra a comparações com os *peers*.

Primeiro, no quadrante superior esquerdo, mostramos uma correlação entre preços de petróleo e lucro líquido da Companhia, e há uma correlação com R2 elevado aqui, onde os preços maiores levam ao resultado maior.

E do lado direito às duas comparações, nós temos o lucro líquido de E&P quando comparado com os *peers*. Nós estamos no limite superior, ou até fora do limite superior dos *peers*, oferecendo um retorno muito melhor. E embaixo é o ROCE da Companhia versus as suas similares.

No Brasil nós temos aqui uma forte correlação com preço de petróleo. O petróleo no Brasil representa 86% da produção, 14% é gás, e isso permite um retorno maior do que outras empresas, que têm um *mix* diferente de produção, com preponderância, às vezes, até da produção de gás. Então, essa é uma vantagem da bacia brasileira, que é mais preparada para produzir petróleo.

O próximo traz a imagem do Projeto Varredura. Esse Projeto Varredura tem uma importância fundamental, particularmente para a Bacia de Campos, onde nós temos um número grande de unidades em produção, que podem ser complementadas com produção nova de Campos na região.

Então, nós já adicionamos na área de descobertas uma produção potencial de mais de 2,2 bilhões de barris nos últimos anos, dois anos, por aí. E já temos alguns desses campos conectados com plataformas. Se associarmos esse fato a um desenvolvimento recente, que é



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

o bombeio submarino, bombeio submerso, o sistema de bombeio submarino que mostraremos no próximo slide, podemos antever a capacidade de, no mínimo, manutenção da produção dessa bacia, que hoje é a maior produção que nós temos, a Bacia de Campos. E ela já está entrando em um período de amadurecimento.

Essa é uma oportunidade para se trazer novas produções em um ambiente que temos de instalação pronta. E além desses 2,2 milhões já descobertos, temos mais um número grande de oportunidades, mais de 200 oportunidades para perfurações novas para exploração destes campos que estão no license, na área de produção dos demais.

E aqui nós demonstramos a capacidade que a Empresa tem de acrescentar produtividade, quer pelo uso; às vezes um campo que está a 20 quilômetros de uma plataforma pode ser produzido utilizando um bombeio submarino.

Próximo, por favor. E ali são demonstradas aquelas inovações tecnológicas que já estão em operação, no caso as duas primeiras, que são o bombeio centrífugo submarino e o módulo de bombeio submarino.

E tem mais o Skid, que é um protótipo a ser testado agora, em outubro; e mais a bomba multifásica submarina, que vem em dezembro, também um protótipo, e já tem a separação óleo-gás testada. Nós temos separação água-óleo submarina para ser testada no final deste ano, e temos a injeção de água do mar, a partir do fundo do mar, um protótipo também para ser testado no final deste ano, e a transmissão de distribuição elétrica submarina, que é um protótipo projetado para 2015. Isso tudo são oportunidades de ganhos de eficiência e de aumento de produção na Companhia.

Próximo, por favor. Nós temos aí a nossa projeção de demanda por equipamentos críticos. Sondas de perfuração, que estamos no mercado hoje para contratação de mais 21 a serem produzidas no Brasil e para serem entregues a partir de 2015, que agregarão a esse portfólio que eu já mostrei ali atrás, que já é numeroso.

E nós estamos dando tempo para as empresas produzirem com eficiência e com competitividade internacional, como já foi demonstrado nessas sete contratadas no início deste ano. E temos mais barcos de apoio e um sem-número de plataformas de produção, e assim por diante.

Vamos ao próximo. Cessão onerosa. Na cessão onerosa, estamos trabalhando com a perfuração já programada do primeiro poço, em Franco, a sísmica 3D, que já deve ter sido finalizada, e, com isso, faremos o TLD, e já estaríamos preparados para negociar o preço, o valor final da transação correspondente a Franco, o que representa 60% da operação da Companhia, no final do ano que vem, começo de 2013.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Com isso, já estamos projetando também a primeira unidade de produção em 2015, e estamos olhando já para quatro outras unidades a serem contratadas para 2016, 2017, até 2016 para entrarem em produção.

Próximo, por favor. Uma vez realizada essa primeira avaliação do pré-sal, essa avaliação complementar, que está definida em contrato, nós temos que entrar no período de revisão dos preços, que pode ser feito campo a campo. São seis campos que nós temos, e Franco representando 60%.

Essa revisão passará por um laudo técnico das empresas que fizeram o laudo na hora da transação inicial; elas irão rever o laudo, e para fazer essa revisão verão o preço do petróleo, tem a fórmula estabelecida para verificação do preço; nós vamos ajustar curva de produção a essa realidade de conhecimento que teremos no momento, atualização das premissas de custo de produção de plataforma, de perfuração de poço etc., e mantém-se a taxa de desconto referida à data base da transação.

Com isso, revê-se o valor, e dado o valor final, se ele for maior, o pagamento da diferença pode ser feito pela Petrobras, ou ela tem a alternativa de solicitar uma redução no volume a ser produzido, de forma a não gerar desembolso, se essa for a opção. E se ele for menor, teremos que receber da União essa diferença.

Próximo, por favor. Aqui nós temos uma visão do efeito de todas aquelas encomendas e outras mais que a Empresa está fazendo, principalmente encomendas de longo prazo para a indústria, que está vindo para investir no Brasil e fornecer a partir daqui.

Por exemplo: dutos flexíveis, nós temos aqui, ampliando ou criando capacidade, a Wellstream e a Prysmian, neste momento; unidade de bombeio, a Weatherford; válvulas, a Cameron; turbogeradores, a Rolls-Royce; FPSOs hoje já são produzidas com custos competitivos e prazos, como foi o caso da P-57.

O que tem que se trabalhar agora é na cadeia de fornecedores desses fornecedores, para que aumente o conteúdo e tenhamos condições de atender as demandas contratuais que existem aqui no Brasil.

Então, hoje temos seis plataformas em construção no Brasil, mais oito cascos. São 14 unidades que estão, de fato, em produção hoje aqui no Brasil. E sete sondas já contratadas, com 21 em andamento. Tudo com prazos suficientemente largos e longos, para das ao fornecedor essa liberdade e essa capacidade de se equipar, treinar suas equipes e trazer o produto de maneira competitiva à Empresa.

Presidente.

José Sergio Gabrielli:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

No refino, transporte e comercialização petroquímica, nós estamos alocando US\$74,4 bilhões. Próximo, por favor. Isso levará a um aumento da capacidade de refino de 395.000 barris por dia de 2011 a 2015, a 1,065 milhão de barris por dia no período de 2016 a 2020. Isso conclui, também, o processo de modernização já realizado no parque de refino existente.

Também conclui a maior parte dos projetos para aumentar a qualidade, reduzindo a quantidade de enxofre do diesel e da gasolina; nós vamos atender todos os requisitos dos acordos feitos com o Ministério Público e com as autoridades brasileiras, portanto teremos um diesel com menor teor de enxofre, e uma gasolina com menor teor de enxofre, resultando da implantação de mais de 26 unidades de hidrodessulfurização e unidades de conversão, que aumentam a capacidade de processar o petróleo nacional.

Nós estamos também investindo na logística e na ampliação da produção de petroquímicos e biopolímeros.

Próximo, por favor. Para demonstrar um pouco os números, 50% desse investimento em refino é para o refino novo, é para ampliação do parque de refino para as novas refinarias. Mas os outros 50% estão distribuídos nos projetos de modernização e hidrodessulfurização, na melhoria operacional, na ampliação da frota, seja frota de navios, seja a capacidade que temos de atendimento logístico com dutos; e a destinação com suprimento de petróleo nas refinarias, e a infraestrutura para exportação de óleo.

Os investimentos na petroquímica, especialmente na Petroquímica Suape, envolvem investimentos no Nordeste, envolvem investimentos de US\$3,8 bilhões.

Próximo, por favor. Analisando um pouco o mercado brasileiro, isso é importante, esse gráfico mostra a importação de derivados no Brasil de 2006 para 2011. Nós estamos com um enorme crescimento do mercado brasileiro, além da nossa capacidade de crescer a produção doméstica. Então, nós temos um crescente déficit de importações que introduzem um custo logístico que não tem muito sentido em continuar. Por isso, nós temos que aumentar a capacidade de processamento no Brasil para compensar parte desse aumento do déficit comercial que nós temos, e a posição que a Petrobras tem no mercado brasileiro.

Só para simular o que aconteceria se nós não tivéssemos as refinarias, as importações líquidas do Brasil em relação à nossa demanda total sairiam de 5% em 2010 para 40% das importações totais, se não tivéssemos nenhum acréscimo na nossa capacidade de refino, o que mostraria uma situação completamente insustentável para a Petrobras em um mercado onde ela é dominante, como é o mercado brasileiro.

Próximo, por favor. Para mostrar esses dados, vamos comparar 2011 com 2015. Em 2011, nós temos uma produção de óleo, líquido e gás natural no Brasil de 2,1 milhões de barris por dia. Nossa carga fresca processada prevista é de 1,811 milhão, mas o mercado brasileiro é de



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

2,208 milhões. Em 2015, nossa projeção é de que o mercado brasileiro ficará entre 2,5 milhões e 2,6 milhões de barris por dia, nossa capacidade de refino crescerá de 1,8 milhão para 2,2 milhões, e nossa produção de petróleo crescerá para 3 milhões.

Até 2015, nós pretendemos iniciar a produção de 230.000 barris por dia em 2012 na Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco, e o primeiro trem do Comperj, de 165.000 barris por dia, em 2013, no Rio de Janeiro.

Se olharmos para 2020, a situação fica ainda um pouco mais estressada, porque teremos uma produção de petróleo no Brasil de 4,910 milhões de barris por dia, com a implantação em 2016 do primeiro trem da Premium 1, em 2017 do segundo trem da Premium 2, em 2018 do segundo trem do Comperj, em 2019 do segundo trem da Premium 1, mesmo com tudo isso, cresceremos nossa capacidade de processamento para 3,2 milhões, quando o mercado estará entre 3 milhões e 3,3 milhões, dependendo do cenário que tenhamos.

Portanto, estamos crescendo nossa capacidade de refino acompanhando o mercado nacional. Isso significa uma mudança da concepção original das refinarias Premium, que eram refinarias que estavam projetadas inicialmente para atender o mercado internacional. Mas dado o crescimento acelerado do mercado doméstico, essas refinarias atenderão basicamente o mercado nacional.

Próximo, por favor. Eu basicamente já falei sobre isso e podemos pular para o próximo. Esse dado é muito interessante, isso aqui decompõe o mercado brasileiro em 2010 e 2015 entre a região fora do eixo Sul-Sudeste. Se olharmos a comparação entre capacidade de refino e demanda de líquidos no Brasil no Sul-Sudeste, veremos que temos o nosso fator relativamente equilibrado em torno de um pequeno superávit de 82.000 barris por dia.

Mas se olharmos para o restante do País, incluindo Centro-Oeste, Nordeste e Norte, verificaremos um déficit diário de 464.000 barris por dia na capacidade de refino versus o mercado doméstico. Portanto, onde há a necessidade de desenvolver novas atividades, nova capacidade de refino, é no Nordeste brasileiro.

Até 2015, aumentaremos a capacidade de 299.000 barris por dia para 552.000 barris por dia, mas o mercado também crescerá, porque o crescimento da economia brasileira tem sido diferenciado em termos de região. As regiões fora do Sul-Sudeste estão crescendo mais que no Sul-Sudeste, portanto continuaremos, apesar dos investimentos na refinaria Abreu e Lima, com um déficit em torno de 416.000 barris por dia entre capacidade de refino e mercado doméstico na área do Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

No Sudeste, sairemos de uma situação de superávit de 82.000 barris por dia para um pequeno déficit de 23.000 barris por dia. Portanto, estamos mantendo até 2015 o mercado do Sul-Sudeste, que é o maior mercado brasileiro, mas o resto do País também não é um mercado desprezível, equilibrado.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Se olharmos em termos de composição do produto, as novas refinarias previstas adicionam novos produtos com maior valor agregado. Pois se considerarmos o chamado “fundo do barril”, os produtos destilados pesados, que envolvem essencialmente o óleo combustível e os produtos intermediários, e o *bunker* óleo, veremos que as refinarias atuais em 2020 terão em seus produtos 21% de produtos pesados, que têm valor adicionado menor do que os destilados médios e do que os destilados leves.

Essa proporção vai cair para 15%, o que significa que as novas refinarias em 2020 são refinarias com maior capacidade de conversão, portanto com capacidade de transformar o “fundo do barril” em produtos destilados leves e destilados médios.

Se percebermos o maior aumento, ele está nos destilados médios, que são basicamente o diesel e o QAV, porque essas refinarias foram orientadas e planejadas para atender o mercado de diesel e QAV. Consequentemente, sairemos de um percentual de 43% de produção das refinarias existentes de diesel e QAV para produzir 75% de diesel e QAV em 2020.

E os destilados leves, que são basicamente o GLP, a gasolina e a nafta, esses serão menores do que temos hoje; manteremos 36% de destilados leves e 19% nas unidades novas até 2020.

O que acontecerá? Vamos crescer um pouco na capacidade de processamento, de gasolina principalmente, no Comperj. Então, estamos no segundo trem do Comperj, vamos introduzir algumas unidades de craqueamento que permitam produzir mais gasolina no Comperj, porque as outras refinarias foram todas projetadas para otimizar a produção de diesel e de QAV, reduzindo portanto a produção de gasolina.

Próximo, por favor. Por outro lado, temos uma série de elementos que, nas refinarias, esperamos que haja uma redução de custo dos investimentos. Temos várias estratégias que levam a isso. Os projetos das refinarias Premium 1 e Premium 2 são resultados de um *design competition*, que fizemos em busca de projetos com a engenharia internacional, que fossem projetos mais padrão, projetos mais simplificados, projetos mais adequados à realidade do nosso refino.

Selecionamos uma companhia internacional americana para detalhar esses projetos em âmbito de projeto conceitual, e vamos avançar com engenharia nacional no detalhamento de projetos básicos no Brasil.

Portanto, esperamos que com o design único para duas refinarias, integrando os *off-sites* e os *on-sites* nós tenhamos uma redução de custos comparativamente, por exemplo, à refinaria Abreu e Lima, que teve um projeto muito customizado, muito específico e muito adequado às características específicas dessa refinaria.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

O fato de estarmos trabalhando também com módulos de 300.000 barris por dia também reduzem, a nosso ver, custos por barril de processamento. Isso faz, portanto, com que as economias de escalas levem a uma redução do custo de refino no nosso parque. Com a padronização das especificações técnicas dos equipamentos, também esperamos que, padronizando mais as refinarias, reduzindo redundâncias desnecessárias, tenhamos condições de também reduzir os custos dos investimentos nas refinarias Premium 1 e Premium 2.

Em termos de custo de refino, comparando a escala, vemos que as refinarias, na medida em que se tornam mais novas e aumentam a escala, há uma redução do custo de refino por barril produzido.

Próximo. As expectativas que temos, portanto, no investimento em qualidade, no investimento de renovação da nossa capacidade do parque existente de refino, é declinante. Como os senhores podem ver, saímos em 2010 de um investimento de US\$7 bilhões para chegar em 2014-2015 com US\$1 bilhão nesses investimentos.

Portanto, praticamente concluímos a carteira de renovação do nosso parque de refino existente nesse período até 2015, reduzindo fortemente o teor de enxofre dos nossos derivados do diesel, uma redução média de 15% ao ano até 2020, com a maior queda até 2014.

Próximo, por favor. Em termos da comparação de preços entre o preço da Petrobras de venda de derivados e os preços internacionais, essa curva compara um pouco, em níveis nominais, o preço dos derivados vendidos no Brasil e o preço dos derivados vendidos nos Estados Unidos de 2006 até agora.

Como podemos ver na curva, temos em linhas gerais um movimento acompanhando a curva de preços internacionais nos Estados Unidos, com alguns momentos em que estamos com preços domésticos acima dos preços internacionais e alguns momentos em que estamos com os preços domésticos abaixo dos preços internacionais. Mas, na média, estamos acompanhando os preços internacionais com os derivados no mercado brasileiro desde 2003. Aqui, estamos apresentando desde 2006.

Próximo, por favor. Em termos de gás natural, energia e fertilizantes, estamos alocando US\$13 bilhões para esse segmento.

Próximo. E esse investimento, na realidade também encerra um ciclo. Da mesma maneira em que já encerramos o ciclo de investimentos nesse período do investimento na área de novas unidades nas refinarias, na área de gás e energia fechamos o ciclo de infraestrutura, fechamos o ciclo da construção de gasodutos, portanto da viabilização da capacidade de entrega de gasoduto pela logística de gás natural, e passamos agora para um novo ciclo, onde vamos investir fortemente na conversão de gás natural em ureia, amônia, metanol e outros produtos gás-químicos.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Estamos ampliando, portanto, os investimentos na área de transformação química do gás para a produção de fertilizantes nitrogenados, porque com isso aumentaremos a flexibilidade de nosso parque, aumentaremos a complementaridade entre a produção química e os elétrons que são gerados pela transformação física na geração elétrica.

Além disso, como criamos novos pontos de entrega e entramos agora no mercado de São Paulo com a distribuidora Gas Brasileiro, que acabamos de comprar, ampliaremos o ponto de entrega junto às distribuidoras, portanto aumentando a possibilidade de entrega de gás para consumo das distribuidoras dos estados brasileiros.

Manteremos algum investimento em geração termoe elétrica e vamos atuar na cadeia de gás natural liquefeito para intensificar a nossa flexibilidade com mais terminais de regaseificação e viabilizar, portanto, maior capacidade de atender à intermitência e a variabilidade que temos na demanda de gás no mercado brasileiro.

Próximo. Esse gráfico mostra um pouco, de 2005 para cá, até 2015, a mudança de perfil do portfólio do gás natural. Toda essa área do lado esquerdo do gráfico é a área dos investimentos em gasodutos, dos investimentos na infraestrutura de gás natural, que começam a declinar no novo plano, portanto se tornam finalizados, ao mesmo tempo em que crescemos a área mais escura, o marrom mais escuro, que são os projetos de transformação química nas unidades de fertilizantes nitrogenados e na produção do Arla 32 como catalisador para combinar com a utilização do diesel com baixo teor de enxofre para os motores Euro4 e Euro5, que entrarão a partir do próximo ano no Brasil.

Próximo, por favor. Aqui são apenas alguns números, mostrando que teremos uma situação de autossuficiência na produção brasileira de amônia em 2015, e na ureia reduziremos a situação atual, em que importamos 53% do mercado, para atingir, em 2015, 28%, e em 2020 22% do mercado brasileiro só de importação, portanto reduzindo metade das importações com a produção nossa de ureia.

Próximo. Em termos de demanda e oferta de gás natural, temos um mercado em que projetamos uma oferta de gás nacional, dado o conhecimento hoje existente no pré-sal brasileiro e nas áreas de E&P brasileiro, que a oferta de gás natural chegará a 78 milhões m³/dia em 2015 e 102 milhões m³/dia em 2020.

Vamos ampliar a capacidade de regaseificação introduzindo um novo terminal de regaseificação na Bahia, de 14 milhões m³, e ampliando a capacidade de processamento de gás no terminal do Rio de Janeiro para 20 milhões m³, de tal maneira que em 2015 teremos 41 milhões m³/dia de capacidade de regaseificação com os três terminais, na Bahia, em Pecém e na Baía de Guanabara.

Além disso, até o período de 2020, mantemos o contrato de fornecimento de gás com a Bolívia, com 24 milhões m³/dia de gás firme e 6 milhões m³/dia de gás flexível, portanto chegando a 30



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

milhões m³. Portanto, nossa oferta, que hoje é em torno de 106 milhões m³, esperamos que chegue a 163 milhões m³ em 2020.

Quando olhamos para demanda, começando pela demanda térmica de Petrobras mais terceiros, saímos de uma demanda térmica de 38 milhões m³ hoje para uma capacidade de geração elétrica de 6,7 GW, para chegar em 2015 a 59 milhões m³ com capacidade de geração de 10,7 GW, e em 2020 com capacidade de geração de 15, GW. Evidentemente que esse crescimento de 2016 e 2020 é um crescimento contingente ao resultado dos leilões que estão ocorrendo a partir desse mês de agosto.

A demanda das distribuidoras, no entanto, é uma demanda mais firme, não termoelétrica, e estamos estimando um crescimento de 41 milhões para 63 milhões m³, e a demanda da Petrobras para refino e fertilizantes também cresce, de 18 milhões m³ para 61 milhões m³. Portanto, se nós compararmos o que estamos projetando de demanda total em 2020 com o que estamos projetando de oferta total em 2020, nós temos 200 milhões m³ de demanda total em 2020, com uma oferta de 173 milhões m³.

Porém, nesses 200 milhões há um volume significativo de demanda que é contingente aos resultados dos leilões, e nossa capacidade de aumentar a oferta nacional também está dependendo de um avanço no conhecimento da disponibilidade de gás pela relação da injeção de gás carbônico e injeção de águas nos poços da Bacia de Santos que podem alterar esses números.

Nós temos dois a três anos ainda, portanto, para tomar decisões para prover a diferença entre os 200 milhões e 163 milhões m³ em 2020. Não estamos antecipando nenhum problema de fornecer esse gás, se for necessário, porque teremos tempo suficiente para tomar decisões, ou de ampliar a capacidade de regaseificação com um quarto terminal de regaseificação, ou ampliar a produção nacional de gás natural, ou, caso a demanda não cresça, ajustarmos, porque a demanda não cresceu, porque as termoelétricas não cresceram e os leilões não deram resultado.

Próximo, por favor. Em termos de biocombustíveis e distribuição internacional, temos um investimento de US\$18 bilhões – próximo –, sendo US\$4 bilhões no biodiesel, no etanol e na logística. São dois elementos importantes aqui, tipos de investimento diferenciados.

No investimento em logística, onde basicamente estamos investindo no alcoolduto que está sendo conduzido pela Logum, uma empresa na qual a Petrobras tem 20%, para o investimento em produção de etanol e biodiesel, que é fortemente dependente da P BIO, a Petrobras Biocombustível, e seus sócios.

No etanol, nós pretendemos sair de um market share de 5,3% da Petrobras P BIO e parceiros, hoje, para atingir 12% em 2015, sendo, portanto, o principal produtor de etanol no Brasil até 2015, Petrobras e parceiros.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Em termos de biodiesel, temos uma ligeira redução do nosso market share, saímos de 28% para 26%, porque basicamente teremos um crescimento vegetativo com a expansão de nossa atividade na produção de biodiesel, particularmente no Estado do Pará.

Além disso, temos fortes investimentos na área de pesquisa e desenvolvimento porque esperamos, nesse período até 2015, iniciar a produção de segunda geração de etanol em escala industrial. Já estamos em escala pré-industrial lá nos Estados Unidos neste momento.

Próximo, por favor. Na área de distribuição, nosso investimento é de US\$3 bilhões. Essencialmente, o principal investimento será na área de operação e logística, onde precisamos crescer nossa capacidade de logística, de atender os mercados que estão crescendo, que são mercados de fora do Sul-Sudeste. Nós pretendemos também aumentar nossa market share, de 38% para 40%, e teremos, portanto, um investimento muito pesado, principalmente na área de tancagem e na área de transporte de derivados, especialmente adaptado para os novos tipos de derivados que virão com os investimentos em qualidade de nossas refinarias, que exigirão, em alguns casos, a segregação de logística para viabilizar a entrega do diesel com 10 ppm, o Flexi10, e com a gasolina de 50 ppm, que exigirá certa segregação de logística.

Em termos internacionais, nós temos mantido 5% do investimento; basicamente, estamos fazendo um processo de consolidação do nosso investimento no E&P e nos principais projetos, e estamos, portanto, com um processo de concentração, de otimização do nosso portfólio internacional, sem expandi-lo, em termos relativos, ao nosso investimento total.

Próximo, por favor. Nós temos uma perspectiva de efetivo de Petrobras; nós pretendemos crescer o tamanho de empregados da Petrobras de 85.000 trabalhadores para 103.000 trabalhadores. Na Petrobras controladora, saremos de 61.000 para 74.400, portanto teremos um crescimento de aproximadamente 14.000 trabalhadores nos próximos cinco anos. Portanto, temos que ter uma política muito intensa de atração de talentos, de atração de profissionais.

Mas temos também uma política intensa de qualificação e de transmissão de conhecimento, porque temos uma força de trabalho, hoje, em que 51% tem menos de dez anos na Companhia e 46% tem mais de 20 anos na Companhia. Portanto, a transferência de conhecimento desses dois grupos é um elemento chave estratégico para a continuidade do crescimento, e o E&P, com certeza, será o segmento que vai mais absorver os novos empregados da Companhia.

Próximo, por favor. Além disso, é claro que trabalhar no pré-sal, trabalhar nas águas profundas exige desenvolvimento tecnológico, exige expansão de tecnologia; nós duplicamos a capacidade de pesquisa e desenvolvimento dentro da Companhia no nosso centro de pesquisa, mas, além disso, estamos estimulando e vivenciando um processo de criação de novos centros de pesquisa de fornecedores no entorno do nosso centro de pesquisa, e



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

estamos fazendo também, juntamente com a ANP, enormes investimentos na criação de redes de instituições de pesquisa no Brasil.

Já temos hoje mais de 80 instituições articuladas em 50 redes, com laboratórios de alta qualidade sendo implantados e funcionando para atender e resolver os problemas tecnológicos advindos da produção de petróleo e gás. Muito obrigado.

Marcos Siqueira, Deutsche Bank:

Bom dia a todos. Eu tenho duas perguntas. A primeira, quando olhamos para sua estimativa de geração de caixa nesse plano, observamos uma queda em relação ao plano anterior. Eu gostaria que vocês pudessem dar um pouco mais de esclarecimento em relação a isso, principalmente com base no fato de que, no longo prazo, sua meta de produção e de investimento será bem grande, e isso traria, talvez, um espaço de tempo em que, com um *cash flow* um pouco mais baixo, haveria uma necessidade maior de captação de recursos para fazer face aos investimentos de mais longo prazo.

E a segunda pergunta, também relação ao crescimento de produção, não só no curto prazo, 2011-2015, mas também no longo prazo, 2020, vocês têm uma carteira bem grande de projetos sendo colocados em prática. Eu queria saber a opinião de vocês: dado que no mercado local existem vários gargalos em relação à aplicação do conteúdo local, como vocês veem, como vocês conciliam essa questão de crescimento muito forte da produção com o fato de que talvez seus fornecedores do mercado local não estejam preparados a atender vocês.

E nesse caso, o que vocês iriam considerar? Vocês prefeririam manter o crescimento de produção, ou esperar um pouco mais para que o mercado local de fornecedores esteja preparado para lhes atender?

José Sergio Gabrielli:

Marcos, bom dia. Nós tivemos de variação entre o PN 2010-2014 e o PN 2011-2015, 6,4% do valor do Brent em Reais. Nós tivemos 2,3% a mais de produção de óleo nos dois períodos. Nós temos um preço médio de realização de 5% a menos, e temos um aumento de custos em Reais bastante elevado.

Esse é o principal elemento, fundamental, e que tem uma influência muito grande da variação do câmbio entre um plano e outro. Na medida em que nosso câmbio saiu de R\$1,78 no plano 2010-2014 para R\$1,73 agora, isso tem um impacto diferenciado naqueles custos em Reais, que quando transformados em USD se tornam maiores. Esse é um elemento importante, que geralmente não é muito percebido.

Nós não vamos entrar em detalhes, mas a principal razão é o aumento do custo, além do câmbio, que está associado a isso.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Em termos de mercado local e mercado internacional, a resposta que nós estamos vendo do conteúdo nacional é bastante positiva, não negativa. O que estamos observando é o aumento da capacidade de processamento, é o aumento da aproximação de redução de prazos dos nossos projetos, é o aumento da aproximação dos preços entre os preços nacionais e internacionais dos últimos anos.

Se compararmos, por exemplo, a P-57 com os preços internacionais, ela está em linha com eles, está em linha com os custos. Se compararmos o contrato que fizemos das sete sondas contratadas hoje com o preço internacional de sondas, isso é equivalente; estamos contratando na faixa de US\$440 mil, US\$460 mil por dia em termos equivalentes. Se compararmos o prazo de execução da P-51 com o da P-56, veremos uma redução de prazo. Portanto, estamos vendo que há uma melhoria significativa da capacidade local de fornecimento.

Por outro lado, estamos vendo uma grande movimentação de fornecedores internacionais voltando-se para se instalarem no mercado brasileiro, ampliando a capacidade, trazendo tecnologia e trazendo capitais novos para crescer no mercado brasileiro.

Porque, objetivamente, em certos segmentos críticos da área de águas profundas, o mercado futuro está predominantemente no Brasil, que tem três vezes mais sistemas de produção em águas profundas em operação neste momento do que qualquer país do mundo. Portanto, é aqui que está o mercado. Então, os fornecedores deste mercado se deslocarão para o Brasil, e nossa expectativa é essa.

Marcos Siqueira:

Obrigado. Só um esclarecimento: se os fornecedores locais não puderem atender no espaço de tempo que a Petrobras precisa, ela continuará com o plano de crescimento de produção? Ou seja, voltará ao mercado internacional para suas necessidades, ou preferirá esperar o mercado local se adequar a essa nova realidade e postergar um pouco o crescimento da produção?

José Sergio Gabrielli:

Se você está falando de sondas, nós estamos com licitação em andamento para 21 sondas novas, a serem entregues para nós depois de 2015. Estamos em licitação neste momento, 21 sondas.

Almir Guilherme Barbassa:

Para isso nós antecipamos a demanda, tempo suficiente para que elas sejam realizadas.

Marcos Siqueira:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Está ótimo. Muito obrigado.

Caio Carvalho, JPMorgan:

Bom dia. Eu queria fazer uma pergunta relacionado aos investimentos em *downstream*, na verdade para entender um ponto. Quando olhamos no slide número seis, vemos que teve uma redução total no volume mesmo de US\$3 bilhões. E quando comparamos com as informações que temos um pouco mais para frente na apresentação, no slide 41, se não me engano, quando você comenta da mudança dos investimentos relacionados à parte de qualidade, vemos que quando comparamos essa parte do plano de 2010-2014 e 2011-2015, só nesse segmento de qualidade, temos uma redução de US\$6 bilhões.

Então, se imaginamos aqueles US\$6 bilhões de redução na parte de qualidade, que é um segmento em que sabemos que a Companhia está cumprindo os requerimentos publicados pela ANP, com o total de investimentos, que foi US\$3 bilhões, a impressão que passa é que na outra parte dos investimentos, na questão de infraestrutura e de novos projetos, houve, na verdade, um aumento de US\$3 bilhões. Eu queria entender se isso é principalmente em função da variação da taxa de câmbio.

Principalmente porque, pelo que eu vejo, o adiamento da Premium 1, que estava programada para 2014, para 2016, deveria ter um impacto não muito grande, porque, afinal de contas, mesmo que você mude para 2016 você continua tendo, nesse plano, todos os investimentos relacionados, até o final de 2015.

Então, eu queria entender um pouco melhor como fica a parte dos investimentos de refino, excluindo essa questão dos investimentos de modernização do parque e melhoria de qualidade, por favor.

José Sergio Gabrielli:

Nós temos no slide 34, onde nós gastamos 50% do investimento o refino, US\$35 bilhões, nas novas refinarias. Esse é o investimento das novas refinarias. O que significa investimento no período de 2011-2015 do Comperj, do primeiro trem do Comperj e da refinaria Abreu e Lima, dos investimentos nesse período para as outras refinarias. É isso que estamos dizendo.

Mas não temos ainda todos os custos das refinarias Premium 1 e 2, porque, como apresentamos no slide 40, nós estamos finalizando o processo de detalhamento e otimização do projeto. Estamos em fase 1 de detalhamento do projeto. Nós fizemos um *design competition*, selecionamos a UOP para fazer o projeto e o estamos detalhando.

Caio Carvalho:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

OK. Mas a expectativa de investimento, ainda que não tenha um número final, se manteve inalterada quando olhamos no volume que tínhamos para 2014? A variação foi, na verdade, US\$1 bilhão a menos, pouco mais que isso. Então, ainda que não tenha detalhamento, vocês mantiveram a mesma expectativa que tinham?

José Sergio Gabrielli:

Isso.

Caio Carvalho:

OK. E a mudança específica dessa parte da Premium 1, que vai para 2016, efetivamente também, em termos de valores planejados, a expectativa de investimento – e eu entendo, novamente, que ainda não tem os valores finais, claro – com esse postergamento de 2014 para 2016 acabou tendo um impacto no volume mínimo, ou inexistente, em termos de investimento. Correto?

José Sergio Gabrielli:

É. Vamos ver aqui com o nosso gerente da área de Abastecimento.

Petrobras:

Bom dia, Caio. Obrigado pela sua pergunta. Só para lhe dar um panorama geral dentro do que você colocou, quando comparamos os dois planos, e já vínhamos antecipando isso a vocês há certo tempo, a expectativa é acontecer uma maturação, à medida que os anos vão passando, desses projetos relacionados à qualidade dos combustíveis, à modernização do parque existente.

Então, isso você está vendo realmente se concretizando, dentro do que está no slide 41, e isso representa uma boa parcela do que houve de redução no nosso plano 2011-2015 em comparação com 2010-2014.

Uma coisa importante de repararmos nessa comparação é que quando comparamos o período 2010-2014 com o período 2011-2015, estamos comparando coisas distintas. Então, se olhamos, e até para explicar um pouco melhor, o efeito dessa postergação de refinarias Premium nesse plano, a comparação mais adequada seria comparar o período 2011-2015 previsto no plano anterior com o período 2011-2015 previsto neste plano. Aí estaríamos falando do mesmo momento de maturação dos projetos.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

E fazendo essa comparação, aí sim você consegue observar uma redução bastante importante do valor destinado aos novos investimentos em refino para expansão; essa parte laranja da pizza que aparece no gráfico, onde falamos da ampliação do parque de refino.

Ou seja, quando comparamos o período 2011-2015 do novo plano com o período 2010-2014 do plano anterior, de fato você vê uma redução que não é muito expressiva. Mas se você comparar o mesmo período, você vê uma redução muito maior. E isso se deve ao fato de que, como já havíamos antecipado a vocês, à medida que um ciclo de investimentos em qualidade fosse se completando, em contrapartida haveria uma aceleração dos investimentos com relação à ampliação do parque.

Então, o que era de se esperar para o ano de 2015, na realidade, no plano anterior, era, apesar da redução, como você fez, você comparou os US\$7 bilhões que estavam em 2010 em qualidade com US\$1 bilhão em 2015. Então, estaríamos tirando US\$7 bilhões do plano e entrando com US\$1 bilhão. No entanto, ao mesmo tempo em que isso estaria acontecendo, estaria acontecendo uma elevação dos investimentos em refino novo. Até porque, para partir as refinarias Premium em 2014 e 2016, teríamos, de fato, um desembolso relevante em 2015, inclusive já da refinaria Premium 2.

Mas com a revisão desse plano, esse volume de investimentos para novo refino em 2015 se reduziu bastante, por causa das postergações, e isso se traduzirá em um CAPEX menor comparativamente para o mesmo período, olhando o mesmo horizonte. Ficou claro?

Caio Carvalho:

Perfeito. Muito obrigado.

Christian Audi, Santander:

Obrigado. Parabéns por esse plano, e também, obrigado por abrir novas informações, que não tínhamos visto nas apresentações anteriores do Plano Estratégico. Eu tenho duas perguntas, a primeira com relação a retorno no capital. É lógico que vocês não abriram isso no Plano, e no passado também não, mas o que aconteceu com o retorno no capital desse plano 2011-2015 comparado ao anterior, dadas todas as mudanças? O nível aumentou, ficou o mesmo, caiu? E dado que vocês mostraram esse slide interessante, o slide dez, que compara o retorno do capital das companhias integradas, que mostra que em 2010 esse retorno ficou mais ou menos entre 15% e 20%, podemos assumir que vocês estão também neste patamar, que estiveram neste patamar em 2010? Qualquer comentário nesse sentido, para dar um pouco mais de cor sobre o que aconteceu com o retorno no capital, ajudaria bastante.

José Sergio Gabrielli:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Christian, na verdade, se nós levarmos em conta, separarmos o capital existente, que está produzindo retorno, e o capital que está sendo acumulado, o capital existente dará, com certeza, um retorno bem superior. O problema todo é que estamos com acelerada criação de capital nesse período.

Então, é evidente que, nesse período, com uma acelerada criação de capital, o ROCE será menor. Porém, nós estamos com um ROCE geral hoje em torno de 15% e 20% no E&P.

Christian Audi:

Desculpe, você falou 15% a 20% consolidado, Gabrielli, ou só para o E&P?

José Sergio Gabrielli:

Consolidado. O Almir está me corrigindo aqui, dizendo que é consolidado. Eu pensava que era só no E&P.

Almir Guilherme Barbassa:

O E&P consolidado, ele está em uma faixa acima de 20%, próxima de 30%. Esse é o que eu mostrei. Então, o consolidado está entre 15% e 20%.

Christian Audi:

Certo. Então, esse período de aumento desse *trend*, que você acabou de explicar, de você estar aumentando seu capital e, como resultado, o retorno está caindo, você acha, quando você olha o panorama de 2011 a 2015, é um *trend* que deve continuar até 2015, ou talvez tenha um *inflexion point* no meio desse período de 2011 a 2015? Quando veríamos, talvez, um *turnaround* nesse retorno, de ele deixar de cair, atingir um patamar e começar a subir? Seria algo nesse período de 2011 a 2015, ou só depois de 2015?

José Sergio Gabrielli:

Nossa estimativa é que para o final do período, com os preços que estamos assumindo, entre US\$80 e US\$95, devemos chegar a uma situação em que a Companhia começará a ser positiva no *free cash flow* de operações.

Almir Guilherme Barbassa:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

E depois, acho que uma coisa a acrescentar aí é que, se você olha mesmo o que nós temos hoje de dados, uma produção para 2020 de 6,4 milhões, e o investimento em outras áreas praticamente consolidado no final dessa década. Com isso, cresce a relação E&P com o resultado da Companhia em termos de geração de valor.

E está demonstrado aqui que esses projetos de E&P têm um retorno superior, o que leva à conclusão de que o consolidado será crescente, o retorno consolidado da Companhia é crescente.

José Sergio Gabrielli:

Nós divulgamos ontem para a imprensa um dado sobre a nossa visão de barris de óleo equivalente no mercado, de vendas, e nesse dado nós antecipamos um volume de exportações, de derivados e de produtos, de 2,3 milhões de barris em 2020. Se você fizer um cálculo grosseiro, a US\$80 o barril, isso equivale, mais ou menos, só na área de exportações, a US\$50 bilhões.

Christian Audi:

OK. E só para finalizar, quando olhamos crescimento de produção, vemos um aumento importante no *target* de 2020, e também de 2015, mas de 2020 foi mais agressivo. Eu gostaria de entender se vocês acham, dada a agressividade desse *target*, que esse é um *target* interno de vocês, agressivo, é conservador, é realista? Como você veria esse número, dado que realmente é um número bastante ambicioso?

José Sergio Gabrielli:

Se você olhar o slide 18, nós estamos prevendo do pré-sal um crescimento um pouco acima do que nós teríamos antes; 1,148 milhão, quando antes nós prevíamos 1,07 milhão. Portanto, não tem muita diferença em 2020 entre o que nós estávamos antecipando antes e o que estamos prevendo neste momento.

A grande diferente está na cessão onerosa, que não estava no plano anterior e está acrescentando aí 845.000 barris por dia, que não estavam na previsão anterior.

Christian Audi:

OK. E a última pergunta, para o Barbassa: você poderia comentar um pouco do projeto dessa iniciativa de desinvestimento, que é uma coisa muito positiva, que é a primeira vez que eu vejo, no caso de vocês? O que realmente vocês estão focando? São *farm-outs*? Que tipo de



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

potencial desinvestimento você poderia compartilhar conosco? É lógico que você não pode dar detalhes, mas só para termos uma ideia de que tipo de ação poderia ser tomada nessa iniciativa de desinvestimento.

Almir Guilherme Barbassa:

Christian, isso será o resultante de uma otimização de portfólio, que é usual entre as empresas, já bastante conhecido. Mas nós acrescentamos aqui também uma mudança de estratégia da área financeira mesmo, em termos de utilização do capital. Onde nós pudermos ter terceiros suprindo, será utilizado, de forma que o capital próprio será otimizado, será maximizado na aplicação no *core business* da Companhia.

Então, é a soma dessas duas coisas: uma otimização do portfólio, junto com uma otimização do uso do capital.

Christian Audi:

OK. Muito obrigado.

Gustavo Gattass, BTG Pactual:

Bom dia. Eu tinha duas perguntas; na verdade eu tenho um monte, mas vou fazendo ao longo do dia. Deixe-me focar mais nas que eu acho que sejam talvez mais importantes.

A primeira delas, eu queria saber um pouco da cabeça de vocês, é um pouco mais estratégica, acho que talvez um pouco mais para o Gabrielli: a sensação que nós temos desse banco estratégico, tentando fazer um resumo do que está na minha cabeça, pelo menos, é que vemos uma mudança de postura grande da Empresa quanto à forma como ela enxerga o mercado como todo, tratando o plano estratégico com uma restrição de caixa e de investimento muito maior do que víamos no passado, todo esse esforço para conter o plano na casa dos US\$224 bilhões, e dentro dessa contenção, um foco maior no E&P que no refino, e dentro do E&P, um foco maior até no pré-sal do que no pós-sal. Pelo menos, se eu fosse resumir isso para que qualquer pessoa com quem eu estivesse falando, seria mais ou menos essa a mensagem que eu colocaria.

O que eu queria entender inicialmente é o seguinte: o quanto que vocês acham que essa visão de restrição de capital, ou um cuidado maior com o balanço, algo parecido com isso, seria conjuntural, e o quanto vocês acham que isso seja realmente uma mudança estrutural dentro da Petrobras? A pergunta, de outra forma, seria: ano que vem, vocês acham que isso muda ou isso é algo que veio para ficar?

E dentro da parte da decisão de gastar um pouco mais de dinheiro no pré-sal que no pós-sal, eu só queria entender duas coisas, a primeira talvez seja mais fácil de abordar: tem algo dessa



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

redução de foco no pós-sal que pode ser uma função do Projeto Varredura? Eu pelo menos imagino que o Projeto Varredura seja uma forma muito mais barata do ponto de vista de capital para crescer do que tínhamos nos projetos antigos, e claramente vocês estão investindo muito mais agora no Varredura do que estavam planejando antes.

Então, eu só queria entender: o que nós estamos vendo de “redução” de CAPEX é uma função de eficiência maior no investimento ou não? E do lado do pré-sal, vocês hoje já têm convicção de que o conjunto de informações que vocês têm é o suficiente para fazer essa grande aposta, ou ainda podemos ver isso mudar daqui para frente?

Desculpem fazer uma pergunta muito grande, mas só para colocar tudo em contexto.

José Sergio Gabrielli:

Gustavo, na verdade, tem algumas mudanças que eu acho que seriam importantes de se mencionar neste momento da Companhia, que são mudanças estruturais. Nos últimos três, quatro anos, nós passamos por algumas mudanças internas na Companhia que não estão muito visíveis externamente.

Nós fizemos algumas mudanças fundamentais. Por exemplo: nós transformamos as nossas unidades de negócio, que eram formas de organização da Companhia voltadas para resultados em cada área, em unidades operacionais. Ou seja, nós passamos a dar um foco na operação nas nossas unidades das áreas de negócio. E tiramos os elementos mais corporativos das áreas de negócio, e reforçamos a estrutura corporativa, a estrutura matricial, e a estrutura de gestão mais geral da Companhia na gestão dos seus negócios.

O segundo movimento muito importante que foi feito, também nesses últimos três, quatro anos, foi a criação nas áreas de negócio das gerências executivas voltadas para empreendimentos. Ou seja, nós separamos operações e projetos. Nós separamos a construção de novos ativos dos ativos existentes.

Ao fazer essa separação, nós queremos dar um foco de gestão sobre a implantação de novos projetos, com mais preocupação sobre padronização, com mais preocupação sobre custo, com mais padronização sobre prazos. E evidentemente cobrando de quem ficou na operação, mais atividade na operação, mais controle da gestão operacional, e mais compromisso com as metas de produção.

Esse é um processo que vem ocorrendo há três anos. Isso acontece no E&P, em desdobramentos na construção de unidades voltadas à construção de poços, engenharia do E&P, isso acontece na área do abastecimento, na construção das refinarias novas, na gestão dos grandes projetos; isso acontece no gás e energia nos novos fertilizantes, nas novas plantas de fertilizantes, nas novas plantas de geração elétrica. Portanto, nós estamos com a estrutura da Companhia voltada para uma companhia que tem grandes investimentos, e que irá tocá-los.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Isso faz com que se perceba muito mais claramente as limitações físicas de implementação desses novos empreendimentos. E aí também se faz perceber as realidades regulatórias que impactam esses empreendimentos. Isso faz ver a capacidade de entrega dos fornecedores, não apenas brasileiros.

Nós tivemos casos, por exemplo, em que fomos buscar fornecedores estrangeiros e foi pior do que se fizéssemos no Brasil. Demorou mais, e a especificação foi pior. Então, nós temos hoje uma situação de limites na capacidade de crescimento da cadeia de fornecedores internacional em vários elementos.

A expansão da produção de risers ocorre no Brasil. A expansão da capacidade de produção de sondas ocorre no Brasil. Então, esse é um problema que limita a continuidade do crescimento. O financeiro é importante? É. Mas esse é um evento importante.

Portanto, a redução do crescimento é também resultado de um melhor conhecimento da gestão para empreendimento do maior plano de investimento do mundo. Não há nenhuma empresa que tenha um plano de investimento de US\$225 bilhões hoje. Isso é mais do que a NASA usou durante dez anos para levar o americano à Lua. Então, é um plano de investimento bastante robusto, e bastante pesado.

O foco no E&P reflete a nossa visão de que é no E&P a maior fonte de geração de valor que nós temos. Mas nós valoramos extremamente, não só pela situação internacional, mas pela situação específica do Brasil, a ideia de uma empresa integrada. Então, nós estamos trabalhando no sistema, na gestão integradamente, e cada vez mais planejando integradamente.

Todo o nosso planejamento para o pré-sal, por exemplo, é um planejamento que envolve todas as áreas da Companhia. Não é um planejamento que só envolve a área do E&P.

Dentro disso, a relação entre pré-sal e pós-sal é uma relação que, como diz o Diretor Estrella, tem uma base geológica, também. Toda a área exploratória nova apresenta uma produtividade maior do que área exploratória mais conhecida. Toda área exploratória nova aumenta a produtividade nos primeiros anos. A expectativa de crescimento mais acelerado ocorre nas áreas novas.

Se você comparar a nossa previsão de crescimento dos primeiros sete anos do pré-sal com a previsão de crescimento dos primeiros sete anos do Mar do Norte, na Europa, você verá que a curva de crescimento é muito semelhante, porque o que tem acontecido é que nós temos um crescimento que é dado pela descoberta dos reservatórios com alto potencial. Não é a toa que o poço de Lula hoje é o poço de maior produtividade da Petrobras entre todos os mais de 3.000 poços que nós temos.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Então, dar ênfase ao pré-sal significa que nós estamos confiantes, e com o conhecimento que já adquirimos, com as dezenas de poços perfurados, com os vários testes de longa duração que nós fizemos, nos dá a expectativa de que é possível significativamente ter resultados no pré-sal.

O Projeto Varredura, sem dúvida alguma é um *cash cow*, gerador de caixa importante, e nós vamos continuar investindo, porque precisamos gerar recursos financeiros na geração interna. Mas a lógica, portanto você está correto, a ênfase no pré-sal reflete um pouco a expectativa que nós temos na nova área exploratória.

A Companhia está estruturada para responder aos desafios de ter um grande programa de investimento, focada, separando operações de empreendimentos, e vamos continuar investindo também na geração de caixa dos ativos nas áreas mais conhecidas que nós temos.

Gustavo Gattass:

Está ótimo, Gabrielli. Se eu puder só fazer uma pergunta sobre essa mudança que vocês tiveram no fluxo de caixa, você mencionou agora que o grande ponto que talvez tenha mudado na história do fluxo de caixa é a visão da Companhia quanto aos custos.

Eu só queria um esclarecimento: quando nós ouvimos isso, fica um pouco difícil fazermos uma comparação, porque a impressão que nós temos quando estamos trabalhando com os números da Petrobras é sempre olhando os últimos trimestres, os últimos resultados, e já vivendo uma situação de câmbio muito mais forte do que aquilo que estava no plano de vocês originalmente.

O que eu queria entender é só o seguinte: quando vocês falam que estão enxergando uma condição de custo mais alta, é uma condição de custo muito mais alta, por exemplo, do que já estamos enxergando para a Petrobras hoje nos resultados, ou é só um efeito de estar originalmente enxergando uma condição de custo no último plano que era, talvez, mais otimista do que aquilo que já estamos enxergando hoje? A coisa piora, ou isso aqui é um ajuste à realidade que já estamos vivendo?

José Sérgio Gabrielli:

Gustavo, no slide número sete nós mostramos que no plano 2010-2014, 37% do nosso desembolso era em moeda estrangeira, e 63% era em Reais. Isso se altera para 40% neste plano em moeda estrangeira. Significa que nós vamos estar mais expostos à taxa de câmbio nesse plano.

Aqui está no investimento, mas isso reflete um pouco a situação do efeito do câmbio. No custo operacional, nós temos o custo operacional em Reais, e quando se traduz isso em USD, isso



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

se altera. E nossa receita é predominantemente em reais. Nós temos unificação de custos, isso é fato.

Gustavo Gattass:

Mas ela está esperada como sendo algo que acelera daqui pra frente ou é só um ajuste ao que já estamos vendo na realidade? Essa é a minha dúvida.

José Sérgio Gabrielli:

No planejamento 2011-2015 ela está incomparável. É um ajuste.

Gustavo Gattass:

OK. Depois eu faço um *follow-up* com vocês, porque realmente não ficou claro para mim. Obrigado.

Lilyanna Yang, UBS:

Obrigada pela oportunidade. Eu tenho duas perguntas. Vocês já mostraram que não abrirão quantos bilhões de USD de Premium 1 e Premium 2 estão no orçamento. Eu entendo que vocês têm de ser cautelosos, pois estão em um momento de design competitivo. É justo. Mas quanto tem de Abreu e Lima dentro desse orçamento de 2011-2015, e quanto tem de Comperj em bilhões de USD?

A minha segunda pergunta é sobre a cessão onerosa. Esse volume de produção que vocês estão indicando, de 845 milhões de barris para 2020, essa curva de produção que está sendo vista por vocês já está incluída no preço e foi paga para o Governo no ano passado? Obrigada.

José Sérgio Gabrielli:

Eu vou pedir para o pessoal do Abast falar sobre os investimentos nas duas refinarias. Mas quanto à cessão onerosa, o processo dela, nós temos sete acumulações cuja comercialidade será declarada nos próximo quatro anos.

No momento da declaração da comercialidade, faremos uma revisão do plano de desenvolvimento da produção em função do conhecimento do reservatório, em função das características daquele reservatório e em função da curva de preço e dos custos dos investimentos e tecnologias adotadas naquele momento. Feito isso, se comparará essa nova avaliação, que será certificada externamente, com o que foi incluído no contrato.

Lilyanna Yang:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Eu entendo. Minha pergunta é mais se até este momento vocês acham que essas premissas mudaram...

José Sergio Gabrielli:

Não teve declaração de comercialidade de ninguém, nem Franco, que é o primeiro a ser produzido.

Almir Guilherme Barbassa:

O que nós temos de Franco é que a sísmica 3D está em andamento, deve ser concluída até o final do ano, e aí vem a sua interpretação. Nesse período, no 2S devemos começar um poço em Franco, e depois de feito isso, vai ser avaliar a oportunidade de fazer o TLD. Ainda dependemos desse TLD e eventualmente de um segundo poço.

Feito isso, terminado esse trabalho de um a dois poços, da sísmica 3D processada e do TLD, então teremos a capacidade de fazer a negociação de Franco. E as outras áreas virão na medida do que foi programado para elas. Franco é a mais importante e temos essa visão de Franco hoje.

Lilyanna Yang:

Isso está claro para mim. O que eu entendo também é que na época que foi feita a determinação do *valuation* com o preço a ser pago para o Governo, foram feitas diversas premissas, e nelas tinha inclusive uma curva de produção, mas na época vocês não fizeram *disclose* de qual que é essa curva de produção. Hoje vocês estão dando 13 milhões de barris por dia em 2015 e 845 milhões para 2020. Minha pergunta é mais para saber se isso está alinhando com as premissas que vocês tinham na época, em setembro do ano passado, quando foi feito o pagamento.

Almir Guilherme Barbassa:

Está alinhado. A primeira produção prevista lá, na negociação, era pra 2015, e nós estamos prevendo a primeira unidade já produzindo em 2015. Nesse aspecto, estamos alinhados. Mas a curva de produção é uma variável para a hora da revisão do preço. Vamos ajustá-la com os dados conhecidos naquele momento, tanto dados de produtividade, quanto dados de custo para produzir, quanto unidades de produção necessárias.

E adicionalmente, vamos tomar o preço também do momento da negociação, e naturalmente as premissas de custo para produzir, para fazer os investimentos necessários. Daí virá o NPV, o valor presente daquele produto, descontado a 8,83%, que será o valor a ser ajustado.

Lilyanna Yang:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

OK.

Petrobras:

Com relação à quebra do CAPEX de novo refino, o que enxergamos nesse horizonte até 2015 é a conclusão da Refinaria do Nordeste, então tem todo o ciclo da Refinaria do Nordeste sendo concluído nesse período, bastante concentrado naturalmente antes de 2013, 2011-2012-2013, por conta da partida prevista para o final de 2012, e uma grande parcela também referente ao Comperj.

A refinaria Premium I dada à postergação que foi feita nesse novo plano, tem desembolsos pequenos até 2013, muito com relação à terraplanagem, desenvolvimento de projeto etc., e começa a acelerar, mas ainda bem mais fraco comparativamente com o plano anterior, lá para 2014, 2015. Mas isso representa pouco ainda dentro do total previsto para esse horizonte para o plano de expansão.

Então, eu diria que, dentro desse plano, o que você vê de expansão desse valor, cerca de no máximo 20% se refere à refinaria Premium. O resto seria os dois grandes projetos que, de fato, estão se maturando nesse horizonte.

Lilyanna Yang:

Desculpe, se eu entendi bem, então, 20% seria Comperj e Abreu e Lima dentro dos US\$35 bilhões?

Petrobras:

Não, dentro do valor de CAPEX que você enxerga no plano destinado à ampliação de parque refino até 2015, desse valor, cerca de 80% se refere aos projetos que estão maturando nesse horizonte, Renest e Comperj. Apenas cerca de 20% se refere à refinaria Premium. É basicamente o início das obras da refinaria, para 2014/2015.

Lilyanna Yang:

Se você me permite, só para esclarecer, se você puder dizer quantos bilhões já foram investidos em Comperj e Abreu e Lima até, por exemplo, final do ano passado. Então já posso ter uma ideia do custo do projeto.

Petrobras:

Lilyanna, eu não tenho esse número agora à mão, mas nós podemos depois providenciar uma visão agregada do quanto já foi despendido. Trimestralmente nós publicamos a realização de



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

investimentos, então no acumulado você consegue montar. Mas podemos tentar produzir posteriormente uma visão mais consolidada disso.

Lilyanna Yang:

Muito obrigada.

Subhojit Daripa, Morgan Stanley:

Bom dia. Em primeiro lugar, obrigada pelo *disclosure* das informações, principalmente com respeito à rentabilidade do pré-sal etc., foi bastante útil. Eu tenho algumas questões, eu vou me limitar a uma, então.

A maneira como eu vejo esse planejamento estratégico é que ele é dividido em duas fases: uma até 2015, em que grande parte da produção ainda será muito dependente do pós-sal, e outra até 2020, que, não que o pós-sal seja menos relevante, mas o pré-sal e os 5 milhões de barris terão uma importância proporcionalmente maior.

A minha questão, referente até 2015, é que quando você olha no slide 20, e olha as plataformas entrando em produção, a totalidade das mesmas entre 2011 a 2015, é de alguma coisa perto de 1 milhão de barris por dia, sendo que, se excluirmos os 13 mil barris por dia dos 5 milhões de barris de Franco, mais os 540.000 do pré-sal, o incremento de 2011 até 2015 é alguma coisa perto de 650.000 barris por dia.

Obviamente, a diferença entre o incremento de capacidade das novas plataformas com a produção esperada, isso vem do declínio dos campos maduros. Mas essa diferença, eu queria entender um pouco melhor, de 300.000 barris por dia referente ao declínio dos campos maduros, me parece relativamente baixa comparada ao *guidance* que vocês passavam com respeito alguma coisa entre 8% e 12% dos campos maduros.

Eu queria entender se dentro desse novo planejamento estratégico de vocês, quando vocês revisaram com base dessas novas tecnologias que serão utilizadas no pós-sal, mais o Projeto Varredura etc., houve uma elevação relativa da contribuição desses campos, ou tem alguma outra coisa que eu estou perdendo?

José Sérgio Gabrielli:

Na verdade nós estamos com um declínio em torno de 7% a 10%, não de 8% a 12%. Nesse período, quando você olha 2013, por exemplo, neste slide tem um adicional de capacidade de 850.000 barris por dia em 2013, o que é uma coisa meio assustadora.

Porém, se olharmos que em 2013, dos sete sistemas que estão previstos, cinco já estão contratados, isso dá um pouco de mais tranquilidade. Quando adicionamos 850.000 barris por



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

dia de capacidade, mais os sistemas que estão entrando em 2013, o volume de demanda de sondas será muito grande, porque você tem que acelerar a perfuração de poços, e você, portanto, tem que ter um volume de sondas para viabilizar a perfuração dos poços para que a curva de crescimento seja declinante no tempo, como tentamos mostrar em relação aos últimos casos.

O que significa que, implicitamente, nesse aumento de produção de 2011–2015, nós dizemos que vamos conseguir *ramp-ups* acelerados em relação aos de atualmente, por gestão e por disponibilidade de sondas.

Subhojit Daripa:

Não, eu entendo isso, Gabrielli. Quando eu faço a conta com respeito a 1 milhão de barris por dia, que de incremento de capacidade para 2015, eu estou pegando só os projetos do pós-sal, excluindo aqui o pré-sal e também a cessão onerosa.

E aí é uma coisa que podemos pegar um pouco off-line, que mesmo considerando uma taxa de declínio ao redor de 7%, me parece que a produção pós-sal em 2015 parece um pouco acima do que o incremento de capacidade mais a taxa de declínio de 7% sugere. Mas é uma coisa que, de repente, podemos pegar off-line.

Só uma pergunta rápida, se possível: platô de produção de Lula, vocês podem nos passar uma expectativa de quando isso vai chegar?

José Sergio Gabrielli:

Ao longo de 2012, Subhojit.

Subhojit Daripa:

OK, perfeito. Muito obrigado.

Luis Pinho, UBS:

Boa tarde a todos. Minha dúvida é em relação à estimativa de pré-sal de vocês para 2015–2020. Qual seria o *breakdown* entre pré-sal de Santos e demais áreas? Por exemplo, esse pré-sal de Campos, que vocês identificaram, e também do Espírito Santo?

Minha segunda pergunta é em relação a esse número de desinvestimento. Ele considera simplesmente o valor nominal da venda do ativo ou ele considera também a redução de CAPEX que você teria em função da venda de uma parte, por exemplo, de um bloco? Obrigado.



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

José Sergio Gabrielli:

Não, nós estamos falando aí do valor dos ativos que serão vendidos, que serão desinvestidos, reestruturados. Não está incluso aí o ganho de redução de investimento.

Almir Guilherme Barbassa:

O ganho de redução de investimento está refletido na projeção de investimento. Se você dispõe de um ativo que tinha investimento, com o desinvestimento isso passa a ser feito por terceiros, pelo comprador. Então, retirou-se o valor do investimento previsto já, e aqui a geração de 13,6 é puramente o valor do ativo.

José Sergio Gabrielli:

Com relação ao pré-sal e pós-sal, volume, na Bacia de Campos nós temos aí 1,105 bilhão no pós-sal e 1,130 bilhão no pré-sal.

Almir Guilherme Barbassa:

Varredura.

José Sergio Gabrielli:

No Projeto Varredura. E com relação à Bacia de Santos e Bacia de Campos, você lembra que nós apropriamos em 31 de dezembro do ano passado 1,071 bilhão de barris no pré-sal da Bacia de Santos, em reservas provadas, e 210 milhões de barris por dia no pré-sal da Bacia de Campos.

Luis Pinho:

OK. Mas vocês poderiam dar um *breakdown*, por exemplo, do número de 2020 e do número de 2015 em termos de produção, seja de Santos, Campos e Espírito Santo? De volume produzido.

José Sergio Gabrielli:

Nós não divulgamos esse *breakdown*.

Luis Pinho:

OK. Obrigado.

Vicente Falanga, Santander:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Bom dia. Duas perguntas rápidas, a primeira em relação à redução de custo em refino. Vocês já incluíram algum tipo de redução de custo por *design competition* neste plano, ou não? E se sim, se vocês puderem dar uma ideia de magnitude.

Segundo, se vocês poderiam dar um *update* da situação da PDVSA na Abreu e Lima; tem saído muita coisa na mídia. Obrigado.

José Sergio Gabrielli:

PDVSA na Abreu e Lima tem até agosto para aderir, assinar e virar sócia. Se ela não virar sócia, não será sócia.

Em relação ao custo de otimização, não está incluído ainda no novo plano.

Vicente Falanga:

OK. Era só postergação, não é?

José Sergio Gabrielli:

É.

Vicente Falanga:

OK. Obrigado.

Fernando Valle, Citibank:

Bom dia a todos. Só para fazer um *follow-up* na pergunta do Vicente: quanto à PDVSA, ela já está incluída 100% da participação da Petrobras, ou já reflete no plano a participação da PDVSA?

E quanto a custo de refino, com o ciclo de investimentos na qualidade do diesel etc., nós já conseguimos ver uma melhoria no custo do refino frente aos últimos trimestres este ano? Ou então, quando começamos a ver uma melhoria no custo de refino?

José Sergio Gabrielli:

Pela qualidade?

Fernando Valle:



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

Com a conclusão no ciclo de investimentos, tanto na qualidade quanto na operação. Vocês falaram nos slides que vocês estão chegando ao fim desse ciclo e que uma parte da diminuição do CAPEX para refino foi porque esse ciclo está chegando ao fim. Nós já conseguimos enxergar os resultados desse investimento nos próximos trimestres quanto à melhoria no custo de refino, ou isso ainda vai demorar um pouco mais?

José Sergio Gabrielli:

A maior complexidade da refinaria, a maior capacidade de processamento de diesel aumenta o custo operacional, não reduz. Aumenta o custo operacional.

Fernando Valle:

Sim, mas é que nos últimos trimestres ele tem vindo bem acima do custo histórico, e o que já tinha sido guiado pela Empresa é que, uma vez que os investimentos baixassem, o custo voltaria, talvez não aos níveis históricos, mas a um nível talvez de 4 bilhões por barril. E até pelas novas refinarias, vocês mostram também que pelos ganhos de escala etc., vocês conseguiriam baixar o custo de refino por barril.

José Sergio Gabrielli:

Com certeza. O que nós estamos falando é que tem ganhos de escala nas novas refinarias. Mas o aumento da complexidade da refinaria, o aumento da capacidade de hidrodesulfurização da refinaria evidentemente aumenta o custo por barril. Mas guiaram uma redução do investimento, porque os projetos estão concluindo; nós vamos implantar 26 unidades novas até 2015 e isso vai reduzir o investimento. Mas o custo operacional deve subir.

Petrobras:

Complementando, só para esclarecer dois pontos que eu acho relevantes na sua pergunta, o primeiro com relação a essa questão do custo das refinarias existentes. Porque de fato, como o Presidente já falou, novas unidades de hidrotreatamento exigirão novos operadores, exigirão manutenção nessas unidades.

Então, na realidade se espera marginalmente um efeito de elevação de custo nas refinarias existentes. Mas deve-se lembrar que algumas unidades são dentro de um parque instalado bastante grande. Então, essas unidades, apesar de elevarem o custo, a nossa expectativa é de que essa elevação seja muito marginal, frente ao que já há de ativos no sistema de refino atual.

O que esperamos é que o efeito de elevação de custo nas refinarias existentes não seja tão forte assim frente à base de ativos que já temos. E com relação à média do parque futuro é de



Transcrição da Teleconferência Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015 26 de julho de 2011

se esperar, sim, que como as refinarias novas tenderão a ter um custo por barril mais barato, como mostramos no gráfico, que elas contribuam para puxar a média para baixo.

Fernando Valle:

Perfeito. Obrigado. E só quanto à PDVSA, o plano já inclui, então, a participação da PDVSA, ou ele reflete 100% os investimentos sendo feitos pela Petrobras?

José Sergio Gabrielli:

Não, é 100% Petrobras.

Fernando Valle:

Está certo. Muito obrigado.

Operadora:

Senhoras e senhores, encerramos neste momento nossa sessão de perguntas e respostas. Passo a palavra para o Sr. José Sergio Gabrielli para seus comentários finais. Por favor, Sr. Gabrielli, pode prosseguir.

José Sergio Gabrielli:

Muito obrigado a todos. Acho que as perguntas foram muito boas. Não sei se nossas respostas foram boas. Parabéns a todos.

Operadora:

Obrigada. Senhoras e senhores, a Petrobras disponibilizará o áudio desta teleconferência para replay dentro de uma hora. Você poderá acessar o áudio e a apresentação no website de RI da Companhia, no endereço www.petrobras.com.br/ri.

Isto conclui a teleconferência de hoje. Muito obrigada a todos. Tenham um bom dia.



**Transcrição da Teleconferência
Divulgação do Plano de Negócios 2011-2015
26 de julho de 2011**

"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."