



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Moderador:

Bem-vindos todos à nossa apresentação do novo plano de negócios 2009 a 2013. Temos estruturada a apresentação, o Presidente Gabrielli vai falar, e depois os diretores de E&P, de ABAST, de gás e energia, e o Diretor Financeiro Almir Barbassa vai falar sobre a parte financeira.

Agora, gostaria que o Presidente começasse nossas apresentações. Obrigado.

José Sérgio Gabrielli de Azevedo:

Boa tarde, senhores e senhoras. Antecipadamente, vou pedir desculpas, porque minha garganta de vez em quando vai exigir que eu tussa. Não sei por que, acho que tenho falado um pouco demais nos últimos dias, e a garganta está indo embora.

É com enorme satisfação que nós apresentamos este plano estratégico para 2009-2013. Na realidade, um plano de negócios dentro do plano de estratégia até 2020.

O primeiro elemento que eu gostaria de chamar atenção para os senhores e senhoras é que este é um plano de longo prazo. Nós vamos fazer este plano mirando o horizonte de longo prazo, e horizonte de longo prazo, para nós, na indústria de petróleo e gás e na indústria de energia, é um horizonte de ciclos, onde teremos uma fase declinante de preços, teremos uma fase declinante de demanda, mas teremos uma fase de preços crescentes e demanda crescente.

Teremos uma fase de relativo ajuste da oferta, mais aceleradamente, com ajuste da demanda, mas a demanda voltará a crescer. Nós não temos perspectivas de que o mundo no horizonte do nosso plano estratégico deixe de utilizar petróleo e gás, ao contrário, continuamos considerando que o volume de petróleo e gás a ser utilizado é relativamente elástico e vai exigir investimentos muito altos.

O desafio que nós temos, portanto, neste momento é fazer investimentos na fase baixa do ciclo para poder aproveitar e estar em condições de capacidade instalada para aproveitar os momentos de crescimento do ciclo.

Evidentemente, isso é uma decisão em condições de incerteza, mas isso faz parte da natureza da indústria de longo prazo, que é a indústria de petróleo e gás, e nós estamos, portanto, tomando decisões nessas circunstâncias.

Portanto, o crescimento sustentável é um elemento fundamental e vital para que mantenhamos esse plano de negócios, esse plano estratégico em termos de longo prazo.

Por outro lado, nós não podemos ignorar que nós temos uma crise de curto prazo. Uma crise de curto prazo que afeta as receitas e que faz com que o ajuste dos custos,



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

especialmente dos custos dos investimentos, tenha certa defasagem em relação à queda rápida do preço do petróleo.

Consequentemente, nós estamos fazendo um plano que, do ponto de vista da financiabilidade, ele considera, para sua análise de financiabilidade, duas condições de estresse importantes: nós estamos com projeções e receitas com base em preços que são dos mais baixos entre todas as estimativas existentes. Estamos projetando receitas, portanto, em condições de preços muito abaixo, nas faixas menores das expectativas dos diversos agentes atuantes no mercado de petróleo e no mercado financeiro.

Por outro lado, estamos tomando a situação, ao nosso ver, máxima de custos de investimentos, que é a situação dos custos de investimentos a preços do 3T08, quando ainda não temos os impactos da reversão de preço do petróleo sobre a cadeia de suprimentos.

Portanto, nós estamos colocando que dada a circunstância de que os preços estão altos e que nós vamos projetar as receitas a preços baixos, nós teremos que ter condições de financiabilidade no sentido de assegurar que a situação de *investment grade* da Companhia não seja ameaçada.

Nós temos, diferentemente de outras empresas, um portfólio de oportunidades fantástico, nós temos reservas identificadas, não-desenvolvidas, em volumes bastante significativos, temos recursos que podem vir a se transformar em reservas no curto prazo em volumes bastante significativos, de tal maneira que, do ponto de vista físico, nossas metas de produção dependem essencialmente da gestão e dos projetos, da capacidade de implementação dos projetos e da execução do aumento da capacidade no tempo adequado, nos orçamentos adequados.

Nós nos montamos e nos estruturamos como uma empresa de classe mundial, uma empresa integrada. A integração para nós é um valor importante em termos de geração de valor para a Companhia, assim como para minimizar os impactos de ciclos.

Estamos, portanto, tendo que analisar, e é importante chamar a atenção para isso, que nossa análise de rentabilidade e retorno tem que considerar o portfólio como um todo. Nesse sentido, análises que são condicionadas, por exemplo, para análise de refino como independente, são análises, a nosso ver, inadequadas em relação a uma empresa que é grande produtora de petróleo, que vai ser uma grande exportadora de petróleo ou uma grande exportadora de derivados.

Nesse sentido, a visão de integrada, tanto entre a exploração e produção e o abastecimento, como entre gás e energia e as diversas áreas de negócio da Companhia, é um valor que adiciona rentabilidade, adiciona robustez ao nosso portfólio de investimentos.

Em termos de comparação, nós estamos em uma situação internacional bastante importante. Em termos de reservas provadas, entre as empresas com ações negociadas na



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Bolsa, nós temos a quarta maior reserva provada entre todas as empresas e ações negociadas na Bolsa. Exxon, BP e Shell são as maiores que nós.

Em termos de produção de óleo e gás, nós temos a quinta posição, atrás de Exxon, BP, Shell e Chevron. Em termos de capacidade de refino, estamos na sexta posição, atrás de Exxon, Shell, BP, Conoco-Philips e Total. E em termos de valor de mercado nós estamos, em 31 de dezembro de 2008, na sexta posição também, atrás de Exxon, Shell, Chevron, BP e Total.

Portanto, nós estamos claramente entre as sete, oito maiores empresas de petróleo com ações negociadas em bolsa no mundo, com um comportamento muito aderente às flutuações de preço de petróleo e às situações econômicas que afetam todas as empresas no mundo.

Em termos de desempenho, a Companhia tem se destacado por uma performance bastante positiva. Desde o anúncio do último plano estratégico, nós anunciamos mais de 10 bilhões de barris de óleo e equivalentes, de volume recuperável. Na medida em que avançamos na declaração de comercialidade e na medida em que começamos a operar a instalação das unidades de produção, esses volumes recuperáveis se transformam em reservas. Portanto, nós estamos com uma perspectiva de adição de reservas bastante significativa, a partir da análise dos volumes recuperáveis já declarados neste momento, dependendo da declaração de comercialidade desses campos.

Aumentamos 1 milhão de barris de petróleo por dia de capacidade de produção, e isso fez com que o aumento de nossa produção não fosse desse tamanho porque a diferença corresponde exatamente ao declínio dos campos existentes, que nós precisamos aumentar a capacidade em maior volume do que adicionamos à produção.

Isso faz com que, portanto, as metas que nós temos para o longo prazo se tornem ainda mais difíceis, porém mais possíveis, porque identificados os volumes hoje nós projetamos as receitas, projetamos a capacidade de produção e estamos projetando a produção considerando o declínio dos nossos campos.

Em termos de aumento de produção, de 2007 para cá nós aumentamos 7%, estamos produzindo 2,4 bilhões de barris por dia de óleo e equivalentes, de óleo e gás no Brasil e no exterior; 21% no aumento da produção de gás, 54% no aumento da receita líquida e 56% no aumento do lucro líquido.

Portanto, em termos de desempenho, acredito que nossa Empresa tem demonstrado, nos últimos dois anos, um desempenho excepcional, mesmo considerando que nós estamos entre as maiores do mundo, que não tem esse desempenho tão bom em relação à sua situação atual.

Esse gráfico mostra um pouco o tamanho do desafio que nós temos. Ele é construído da seguinte maneira: o ponto zero de cada uma dessas curvas é a descoberta. Então, quando



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

nós notamos a curva vermelha, estamos dizendo que o primeiro milhão de barris da Petrobras, considerando a primeira descoberta que nós tivemos, em 1954, primeira instalação da Petrobras, nós levamos 45 anos para atingir o primeiro milhão de produção. Vamos levar mais nove anos para atingir mais 800.000 barris por dia, atingindo, portanto, 1,8 milhão de produção.

Nós levamos 27 anos para atingir o primeiro milhão de barris na Bacia de Campos, considerando como momento zero a descoberta de Garoupa, em 1974. Nós levamos 22 anos para atingir o primeiro milhão de barris nos campos gigantes da Bacia de Campos, considerando a descoberta de Albacora, em 1984. E nós pretendemos atingir o primeiro milhão do pré-sal em 12 anos, e vamos atingir, até 2020, 1,8 bilhão de barris por dia.

Hoje, nossa produção no Brasil é 1,856 milhão. Portanto, estamos dizendo que até 2020 nós vamos dobrar a produção brasileira. Dobrar a produção brasileira é um desafio enorme, factível. Nós temos identificados os projetos, sabemos o que fazer, temos identificadas as condições de produção, podemos melhorar e otimizar ainda mais o conhecimento que nós temos desses campos, estamos pretendendo reduzir os custos associados a esse desenvolvimento de produção. Achamos que é possível reduzir isso, no entanto estamos fazendo nossos planos na hipótese de que o conhecimento que nós temos hoje vai permanecer até 2020.

Modelo de produção, logística atual, tecnologias hoje conhecidas, custos de hoje estão embutidos nesse plano. Nós sabemos que a logística não será essa, porque não há como ter a mesma logística a 150 quilômetros de distância da costa para uma área que está a 300 quilômetros da costa; não há como você ter o mesmo tipo de sistema de produção, não há como você ter as mesmas condições de financiabilidade que nós temos hoje.

Portanto, as condições se alterarão, mas nós não estamos incorporando nos números de hoje esses ganhos que nós podemos ter. Esses ganhos serão *upsides* ao resultado que nós estamos apresentando hoje. E nós achamos que a probabilidade é de *upsides*, e não de *downsides*. Conseqüentemente, estamos apresentando um plano com uma visão mais conservadora das possibilidades que nós temos frente ao quadro atual.

Em termos de energia, nós temos apresentado esse programa de investimento; hoje, em 2007, esse, na realidade é o programa de investimento que nós temos em pesquisa e desenvolvimento. Dois fatores são absolutamente fundamentais para a continuidade da atividade de crescimento da Companhia: de um lado, a manutenção e expansão das atividades exploratórias e, de outro lado, um investimento forte e firme na pesquisa e desenvolvimento.

Tecnologia e descobertas serão vitais, são fatores fundamentais para se posicionar estrategicamente em termos de crescimento, se nós queremos ser uma das cinco maiores empresas de energia do mundo.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Para ser isso, você precisa ter um bom portfólio exploratório e precisa ter um excelente investimento em tecnologia, para desenvolver tecnologias próprias e para poder absorver a fronteira tecnológica, reduzindo os custos necessários para se atingir os objetivos que nós temos.

A história recente da Petrobras indica que nós estamos entre os maiores investidores em pesquisa e desenvolvimento internacionalmente, na área de petróleo e gás.

Do ponto de vista da nossa posição no mercado em termos de águas profundas, nossa posição é bastante destacada. Nós temos 23%, hoje, da produção mundial em águas profundas, portanto temos quase $\frac{1}{4}$ da posição mundial nessa área.

É claro que, ao fazer isso, nós estamos dizendo, de um lado, que nós temos um papel importante no desenvolvimento tecnológico dessa área, estamos dizendo que temos um papel importante como comprador na cadeia de suprimento dessa área, e temos condições de dizer que temos condições de ser um importante elemento dinâmico no crescimento da produção dessa área.

Utilizando essas forças que temos, achamos que temos um poder ativo de intervir e conduzir investimentos e preços na cadeia produtiva. Estamos sinalizando de forma clara para os nossos fornecedores: nós queremos ajustar os preços às realidades atuais do mercado. Não podemos legitimar, não podemos validar os preços do 3T08, vamos ter que renegociar essas condições. Vamos mudar nossas estratégias de contratação, vamos alterar nossas relações com os fornecedores.

Não queremos destruir nossos fornecedores, não queremos acabar com as margens que eles podem ter, mas queremos ajustar, incorporar e capturar, no final da linha, as mudanças que estão ocorrendo ao longo de toda a cadeia. Nós temos sinais de que os custos vão cair; já estão caindo internacionalmente, e vão continuar caindo. Nós queremos acelerar essa queda e absorver parte desses ganhos para a Companhia.

Vamos dividir, evidentemente, nossas estratégias entre aqueles projetos que estão em fase ainda de projeto conceitual e projetos internos, daqueles projetos que estamos em fase de contrato e de implantação. Sabemos que os projetos em fase de contrato e de implantação são projetos que têm menos flexibilidade do que os projetos que estão em fase de concepção interna na Companhia.

Nós temos como meta de produção um crescimento extremamente acelerado da Companhia. Nós estamos projetando crescimentos na área de E&P na faixa de mais de 8% ao ano em um longo período. Nós queremos chegar à produção de óleo e gás nacional e internacional, em 2020, produzindo 5,7 milhões de barris por dia.

5,7 milhões de barris por dia é mais do que a Exxon produz hoje, é mais da metade do que a Arábia Saudita produz hoje, é mais da metade do que a Rússia produz hoje. Portanto, nós estamos com uma meta extremamente grande, extremamente potencial, mas não é uma



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

meta irrealizável; é uma meta que está associada a projetos identificados de forma clara ao longo desse período.

Em termos de oportunidades, nós temos um consumo que é, hoje, entre o consumo do Canadá e o consumo da Arábia Saudita. Portanto, acreditamos que o mercado brasileiro provavelmente pode crescer, se a economia brasileira crescer. Esperamos que haja uma retomada do ciclo mais rápido da indústria de bens de consumo, portanto mais rápido em outras áreas do que na indústria de bens de capital, e portanto nós vamos ter possibilidades de crescer além dos 2,2 milhões de barris por dia de consumo brasileiro.

De qualquer maneira, esse mercado brasileiro é um mercado grande, é o oitavo mercado mundial, e nos dá uma vantagem competitiva importante. Nós somos a única grande empresa de petróleo do mundo que temos nosso *upstream*, nossa exploração e produção, nosso refino e nosso mercado muito próximos. Nenhuma outra empresa de petróleo tem isso. Ou as empresas estão com áreas de produção de *upstream* distantes dos mercados, ou são empresas com diversificação de mercados de consumo.

Portanto, a vantagem que nós temos é que nós temos um mercado relativamente próximo, que permite sinergias e que a integração possa ser um elemento fundamental para a atuação nesse mercado. E essa vantagem de integração é uma vantagem que nós queremos aproveitar e explorar mais ainda.

Em termos da situação internacional, esse gráfico também mostra um pouco a posição relativa que nós temos em termos de descobertas. A adição de novas reservas mundiais tem sido, nos últimos anos, fortemente dependente, não de novas descobertas, mas do aumento do fator de recuperação dos campos já existentes.

Então, se adicionam reservas não porque se descobrem novos campos, mas porque os campos existentes vão produzir mais. Isso envolve investimentos pesados, envolve tecnologias com custo operacional mais alto, portanto, estabelece pisos para queda do preço mais altos do que se fossem novas descobertas.

A nossa vantagem é que nossa atividade de exploração descobriu novas áreas e hoje, como mostram esses gráficos, mostram que nós temos descobertas recentes, que colocam essas novas descobertas em um patamar entre as maiores do mundo nesses últimos anos.

E essas descobertas, evidentemente, vão exigir a implantação de infra-estrutura nova, e vão exigir, portanto, não somente o desenvolvimento de cada campo crescer, mas a essência de desenvolver infra-estrutura sistêmica que permita reduzir os custos do conjunto das produções.

E só quem tem condições de fazer isso, neste momento, é a Petrobras, porque ela está nas sete descobertas, está em todas elas, é operadora em seis, portanto, nós temos condições de nos apropriarmos das vantagens relativas desse conjunto de atividades sistemicamente concentradas na mesma região.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Nós temos também expandido nossa atividade internacional. Neste momento, nesse plano internacional, nós estamos não ampliando nosso investimento internacional; nosso investimento internacional, nosso plano de investimento é o mesmo que tínhamos no plano anterior, não estamos crescendo nosso investimento internacional. Todo o crescimento que nós temos hoje volta-se para o crescimento no mercado brasileiro, mas não estamos retraindo os investimentos internacionais. Estamos mantendo os investimentos que tínhamos.

Em termos de produção, essas são as metas no plano de produção já existente: Argentina, Estados Unidos, Nigéria, Angola, Colômbia, Bolívia, Turquia. Novos negócios aí são negócios que estão em andamento, mas já estavam iniciados no plano estratégico 2008/2009, e outras atividades internacionais que nós temos.

Portanto, nossa projeção é de que, até 2013, o maior crescimento venha da atividade via Estados Unidos, e a partir do final desse período nós teremos o crescimento da Turquia.

Em biocombustíveis, nós estamos investindo US\$2,8 bilhões em biocombustíveis. Nós queremos ser um *player* importante na produção de biodiesel e um grande *player* na exportação de etanol, apesar de que também estamos desenvolvendo alguns recursos para aumentar nossa presença na cadeia produtiva do etanol brasileiro.

A meta de exportação de etanol, nós estamos projetando uma meta de 44,5 milhões de m³, 44,5 bilhões de litros em 2013. Acho que não são 44,5 milhões, é 4.500, eu tenho impressão que este número está errado. Biodiesel, nós vamos tirar 2,649 milhões. Depois a gente checa esses números. Peço desculpas.

Como eu mencionei, eu não vou repetir isso aqui, eu disse no início, nós temos uma decisão onde as questões geopolíticas não podem ser desconsideradas. Particularmente, nós, ao nos transformarmos em grande produtor de petróleo e gás, vamos atrair atenções internacionais que não atraíamos no passado, seremos um *player* um mais importante no mercado internacional do que somos hoje, portanto, as questões geopolíticas vão se tornar mais importantes e influir mais ainda o mercado de petróleo e gás no Brasil.

Recursos críticos, eu já mencionei. Os recursos críticos essencialmente se referem a produtos da cadeia produtiva que nos impactam, e teremos grandes incertezas para decidir o que fazer ao longo desse momento de queda de preço, queda das condições de financiamento, mas ao mesmo tempo da necessidade de aumentar os investimentos para nos posicionar em posições mais adequadas para utilizar e capturar as margens quando o mercado se recuperar.

Eu já mencionei um pouco esse gráfico, ele menciona uma necessidade de investimentos só para manter a produção. Esse gráfico, a área cinza representa o declínio da produção atual existente; a diferença entre a linha pontilhada e o limite da área cinza indica o que se ganhou do investimento em método de recuperação avançada na indústria, o que fez com



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

que, portanto, o declínio natural fosse maior do que o declínio observado. Essa diferença entre o observado e o natural é resultado dos IORs, das técnicas de recuperação avançada.

Estamos projetando ali três cenários de demanda: um cenário de crescimento de 1% da demanda, 1,5% da demanda e 3% da demanda. Mesmo com 1% da demanda, a necessidade de adicional de capacidade para manter a demanda de hoje é de 55 milhões a 65 milhões de barris por dia. 55 milhões a 65 milhões de barris por dia em 2020.

Então, para que se mantenham os atuais 85 milhões de barris por dia de demanda com um crescimento de 1%, e levando em conta o declínio dos campos existentes, há necessidade de adicionar os 55 milhões a 65 milhões de barris por dia de hoje até 2020.

Portanto, investimentos na área de petróleo vão existir, praticamente com bastante certeza. Quem está melhor posicionado, aproveita melhor essa situação. Acreditamos que a Petrobras está em uma situação melhor posicionada do que outros setores da indústria.

Em termos de custos, nós temos hoje uma situação em que o petróleo produzido está na faixa dos US\$3, US\$4 até os US\$30 de custo; o Oriente Médio tem uma faixa de custo em torno de US\$5, US\$6, até US\$28, US\$30; outros petróleos convencionais estão na faixa entre US\$5, US\$6, e até US\$40. As tecnologias de EOR, *enhanced oil recoveries*, de recuperação avançada, estão na faixa de US\$30 a US\$80, com CO₂.

As águas profundas e ultra-profundas estão entre US\$30 e US\$70, principalmente influenciadas pelos custos de água profunda no Golfo do México e no mar do norte; as técnicas em recuperação avançada estão na faixa de US\$45, US\$50 até US\$80; a produção de petróleo no Ártico, na faixa de US\$38, US\$35 até quase US\$100.

O petróleo ultra-pesado em betume na faixa dos US\$35 até os US\$65; as areias betuminosas na faixa dos US\$50 até US\$110, US\$115; o GTL na faixa dos US\$45 até aproximadamente US\$100; e o CPL, o carvão para líquidos, na faixa dos US\$60 para US\$80, US\$110.

Portanto, a queda continuada e permanente dos preços vai começar a atuar na oferta total pelos custos mais altos, como sempre ocorre na indústria. Nós achamos, portanto que nosso custo está em níveis bastante adequados para enfrentarmos um prolongado período de preços baixos no petróleo internacional.

As nossas estratégias são basicamente para obter e ampliar a nossa atuação nos mercados de forma sustentável, com crescimento, rentabilidade e com responsabilidade social, nossa estratégia não mudou em termos de metas e objetivos.

Os investimentos, como eu mencionei, saem do US\$112,4 bilhões no período 2008-2012 para um investimento de US\$174,4 bilhões no período 2009-2013. Aqui nós estamos falando em investimentos por segmento de negócio, e não por área de negócio, portanto, nós estamos falando em US\$104,6 bilhões para exploração e produção no Brasil e no



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

exterior; US\$43,4 bilhões para o refino, transporte e comercialização no Brasil e no exterior; US\$11,8 bilhões para o gás e energia no Brasil e no exterior; US\$5,6 bilhões para a petroquímica no Brasil e no exterior; US\$3 bilhões para a distribuição, US\$2,8 bilhões para biocombustíveis, e em torno de US\$2,8 bilhões para o corporativo nesse período.

Em termos de evolução do CAPEX. Notem que aqui nós estamos falando em US\$111,2 bilhões, e não US\$112,4 bilhões. Essa diferença de US\$112,4 bilhões e US\$111,2 bilhões é o traslado do nosso portfólio de 2008 para 2009. Então, US\$111,2 bilhões era o investimento alocado ao plano 2008-2012 no período 2009-2013. Portanto, isso representa US\$111,2 bilhões.

Nós temos US\$47,9 bilhões de novos projetos. Nesse portfólio anterior nós tivemos US\$17 bilhões de aumento de custo, US\$3,5 bilhões resultantes de mudança de escopo, US\$2,9 bilhões resultante de mudança da hipótese de taxa de câmbio; e US\$8,1 bilhões de outros elementos que afetam o nosso investimento, portanto, chegando a US\$174,4 bilhões.

Esse US\$17 bilhões do custo do investimento é o acréscimo do custo já identificado no período 2008-2012. Não quer dizer que é o custo que nós estamos identificando de gordura existente nos US\$174 bilhões, não quer dizer que nós tenhamos a meta de reduzir só US\$17 bilhões o nosso custo. Não é isso. Isso é o que já está identificado como aumento de custo no portfólio existente.

Nós temos US\$47,9 bilhões de novos projetos, e nós queremos reduzir os custos também desses novos projetos. Além do que queremos reduzir os custos mais do que US\$17,1 bilhões, porque é US\$17,1 bilhões até o 3T, porém os custos da cadeia toda, o aço caiu, o preço do motor elétrico caiu, o preço dos fretes caiu, então nós vamos ter um conjunto de impactos redutores nos custos nesse setor.

Os US\$47,9 bilhões de novos projetos. Desses US\$47,9 bilhões, 76% é no E&P, US\$38,6 bilhões, se eu não me engano, no E&P, dos quais, a maior parte no pré-sal. Nesse período, nós estamos investindo no pré-sal US\$28,6 bilhões. O investimento total no pré-sal está previsto até 2020, em torno de US\$111 bilhões; isso, a parte da Petrobras.

Evidentemente, tudo que eu falar do pré-sal aqui envolve uma negociação com os nossos parceiros. Com exceção do Espírito Santo, em que estamos sozinhos, nos campos do pré-sal nós temos sócios. Portanto, esses números que eu estou dizendo são sujeitos ainda a negociações com os parceiros; nós somos os operadores, mas temos negociações com os parceiros. US\$28 bilhões, portanto, referem-se ao pré-sal.

Portanto, os números que estamos falando do pré-sal são muito menores do que as expectativas do mercado financeiro sobre os custos de investimentos para o pré-sal. Nós estamos falando em torno de US\$111 bilhões de investimento para uma produção crescer adicional de 1,650 milhão de barris.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

A nossa carteira hoje tem uma relativa flexibilidade, nós temos projetos em fase conceitual. Os projetos na fase conceitual hoje representam 28,3% da nossa carteira; nós temos projetos em fase 1, que é projeto conceitual, avaliação de oportunidade; projeto fase 2, que estão em projeto conceitual; fase 3 e fase 4, que são projetos básicos e projetos em implantação, que é o período de negociação, são os projetos que já estão no mercado, portanto, nós iremos trabalhar principalmente nos projetos fase 1 e 2, sem esquecer que podemos melhorar e otimizar os projetos de fase 2 e 3.

Teremos que ter uma disciplina de capital interna no processo de aprovação de projetos mais rígida; teremos que adotar procedimentos internos que façam com que os projetos só vão ao mercado com mais especificação detalhada, o que significa, portanto, que diminuam as possibilidades de estimativa de risco do ponto de vista do fornecedor. Só pretendemos ir a mercado com o projeto básico já aprovado.

Vamos tentar padronizar mais os nossos projetos, usar mais produtos de prateleira; reduzir os *custom made*, a situação de projetos feitos sob encomenda; vamos tentar trabalhar o máximo possível com produtos de prateleira; vamos analisar, com as entidades representativas dos fornecedores, condições contratuais que possam embutir nos contratos riscos que os fornecedores não precisem assumir, portanto, eles acabam embutindo no preço uma estimativa de risco que nós podemos reduzir.

Portanto, vamos trabalhar de forma distinta do que vínhamos trabalhando. Vamos continuar fazendo nossos projetos, mas vamos ser um pouco mais duros com os nossos fornecedores do que fomos até agora.

Já estamos fazendo isso, suspendemos a P-61 e a P-63, e provavelmente vamos suspender algumas das licitações da refinaria de Abreu Lima.

Objetivamente, nós queremos manter o conteúdo nacional, queremos ampliar o conteúdo nacional, achamos que há possibilidade, dada a escala e dada a situação quase única no mundo de ter esse portfólio de investimentos, comparado com todas as empresas do mundo neste momento, mas queremos que esse conteúdo nacional seja competitivo, que esse conteúdo nacional trabalhe em condições de sustentabilidade mesmo quando os investimentos da Petrobras se reduzirem, porque algum dia se reduzirão.

No entanto, esse projeto tem que consolidar essa indústria nacional de forma competitiva. O conteúdo nacional para nós é importante porque aumenta a disponibilidade de fornecedores, aumenta as opções e a flexibilidade nas aquisições, e nós esperamos menores preços.

Aumento da capacidade instalada, portanto, viabiliza esse tipo de situação, e teremos que incluir novos fornecedores nacionais ou internacionais no Brasil.

A sustentabilidade exige o fortalecimento da economia brasileira, com geração de emprego e renda, e o fortalecimento do mercado interno, uma vez que, como eu mencionei, uma das grandes forças da Petrobras do ponto de vista estratégico é essa integração do mercado



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

nacional de consumo com a capacidade de refino no Brasil, com a capacidade de produção muito próxima, em um circuito muito integrado entre *upstream* e *downstream* no Brasil.

Como eu mencionei, nós vamos atuar na área de cultura da Empresa, modificar um pouco a cultura da Petrobras; vamos alterar nossos processos de contratação; vamos atuar na área de projetos, de tal maneira que nós possamos ter uma otimização de custos importante.

Na área de projetos, como eu já mencionei, os elementos de detalhamento, simplificação, uniformização e padronização; na contratação, pacotes menores, para que possibilite a entrada de fornecedores em pacotes menores; e maior acompanhamento da execução orçamentária e da execução das obras. Portanto, a curva vai se tornar uma coisa mais operacional do que ela é hoje para nossa gestão do dia-a-dia dos nossos projetos.

Em termos de empregados, nós temos hoje uma situação em que aproximadamente 40% dos nossos empregados tem menos de sete anos na Companhia, 60%, mais de 17 anos na Companhia. Nós não somente precisamos repor esses empregados, portanto vamos continuar admitindo pessoas, mas como vamos crescer, vamos precisar inclusive ampliar esse número de empregados. Portanto, vamos retomar uma coisa que suspendemos nos últimos meses: os processos de contratação. Mas, desta vez, muito mais ajustado, com ajuste fino, sintonia fina com a entrada e execução dos projetos.

Então, treinamento para o pessoal de refinaria vai ser feito mais próximo da entrada em operação das refinarias, desde que tenha um tempo adequado para treinar os nossos operadores e os nossos técnicos no momento adequado. O nosso pessoal de refino, de E&P, também será admitido, na medida em que as plataformas e sistemas comecem a entrar em operação, e nós vamos redefinir as necessidades de pessoal na medida em que formos avançando também na definição dos modelos de produção e nas definições dos tipos de equipamentos de que vamos necessitar.

Como nós queremos reduzir custos e como nós achamos que um dos elementos que entrava, um dos elementos que provoca dificuldades para a expansão da capacidade do competidor nacional é o treinamento da mão-de-obra adequada para atender às nossas necessidades, nós vamos continuar com um programa de apoio ao treinamento para a cadeia produtiva.

Os programas do PROMINP vão ser mantidos, porque consideramos que isso é compatível com a lógica que nós temos de redução nos custos e aumento da eficiência e da produtividade dos nossos fornecedores. Esta perspectiva de treinamento não é um treinamento para a Petrobras, mas para a cadeia de fornecedores da Petrobras.

O nosso índice de reposição de reservas é bastante positivo. Nós temos, hoje, 14 bilhões de barris de óleo equivalente nas reservas da Petrobras; nós queremos manter uma razão reserva-produção acima de 15 anos. Portanto, vamos aumentar a produção, mas vamos manter a reserva de produção a 15 anos, o que significa que o volume de reservas que nós temos que adicionar é gigantesco. Passaremos de 2,4 bilhões para 5,7 bilhões, mantendo 15



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

anos de reserva de produção, vai levar a um aumento das reservas gigantesco. Portanto, nós precisamos crescer as reservas bastante nesse período.

Nós sabemos que simplesmente com a recuperação secundária não vai ser possível fazer essas reservas; portanto nós estamos com uma expectativa clara de aumento de descobertas, de novas descobertas para adicionar reservas a nós.

É bom dizer que, o volume de reservas incorporado do pré-sal é absolutamente irrisório frente aos volumes de óleo recuperado que nós já declaramos. Nós já declaramos entre 8 bilhões e 14 bilhões de barris de reservas, e no Espírito Santo, pouco mais de 100.000 barris foram incorporados. Só estão os do ESS-103, lá no Espírito Santo. Portanto, praticamente nada das reservas do pré-sal estão incorporados aqui.

A produção, como eu disse, chega a 5,729 milhões de barris por dia em 2020, sendo a produção no Brasil de 3,92 milhões de barris em 2020, 2,68 milhões em 2013, saindo da produção prevista para 2009 de 2,5 milhões. Portanto, nós temos metas de produção que são bastante significativas, um crescimento de 7,5% até 2020, sendo 8,8% até 2013.

O desafio para o pessoal do E&P é muito grande, porém eles estão concordando com esses números e confiantes nesses números.

Em termos de custo total, nosso custo de atender, de descobertas e desenvolvimento está nas faixas menores entre as grandes empresas de petróleo do mundo. Apesar de nosso petróleo ser, diferente de outras empresas, um petróleo de águas profundas, o que por definição tem um custo de desenvolvimento maior.

Nossas descobertas em volumes grandes podem significar um custo operacional menor por barril, porém o desenvolvimento e a necessidade de instalação de equipamentos para águas profundas levam custos maiores.

Nós estamos claramente percebendo um aumento desses custos nos últimos tempos. A Petrobras está acompanhando o que está acontecendo no mercado, mas nós queremos reduzir esses custos. Portanto, nós também temos metas de redução de custo operacional.

Desta forma, nós estamos implementando, dentro da Companhia, várias iniciativas de redução de custo. Nós implementamos aqui um programa, uma abertura de sugestões para a redução de custos da Companhia, com a participação direta da força de trabalho e, em três meses, tivemos 4.925 sugestões de ações, das quais nós implementamos uma grande parte; quase metade dessas sugestões já estão em implementação. A outra quase metade está em estudo e irrelevantes foi uma contribuição de menos de 0,8% das sugestões. Portanto, tivemos uma grande contribuição da nossa força de trabalho nas sugestões operacionais de redução e de melhoria da nossa gestão e de redução de custos operacionais da Companhia.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

É um plano robusto, é um plano desafiador, mas é um plano operacionalmente viável. Acho que os diretores vão apresentar suas partes, exatamente. Então, vamos começar pela área de E&P.

Francisco Nepomuceno:

Boa tarde a todos. Vou tentar começar a mostrar no mesmo esquema que o Presidente mostrou, falando um pouco sobre a estratégia, o crescimento da produção, maximizar o valor e as oportunidades de futuro.

Começando com a estratégia, a primeira coisa que ele está falando é que temos que manter uma reserva de produção superior a 15 anos. Isso significa, quando o Presidente falou que em 2020 nós vamos estar produzindo 5 milhões, 5 milhões por dia vezes 365 dias dá 1,8 bilhão por ano. Ou seja, nós temos que, por ano, produzir perto de 2 bilhões de barris. 15 vezes 2 bilhões, então temos que ter uma reserva em torno de 27 bilhões, 30 bilhões de barris em 2020. Ou seja, nós temos uma reserva de 14 bilhões, vamos produzir até lá um bocado de barris, aumentar a produção para 5 milhões por dia e vamos ter que ter uma reserva, na época, de em torno de 30 bilhões de barris.

Então, é um desafio muito grande, por isso que a exploração tem que continuar funcionando ativa e fortemente.

Delimitar o pré-sal. No pré-sal já temos uma série de descobertas, algumas delas já foram anunciadas, mas vamos ter que delimitar e furar outros poços, nas outras estruturas, nos outros blocos. Então, vamos ter que delimitar e continuar fazendo a exploração do potencial do pré-sal, além de desenvolver as reservas já descobertas.

Desenvolvimento exploratório em novas fronteiras. Para identificar uma nova fronteira, como foi o pré-sal, acaba-se demorando cinco anos, dez anos. Então, temos que explorar a costa norte equatorial, o sul da Bahia, e outras partes de novas fronteiras no Brasil, para que, quando chegarmos à maturidade dos campos, como estamos chegando inclusive na parte superior da Bacia de Campos, nós já tenhamos outra reserva capaz de substituir ou manter a produção que temos.

Crescer produção e otimização do aproveitamento da estrutura; o Presidente fala sobre melhorar o fator de recuperação. Quando você começa a produzir muito, vem muita água. Então, você tem que criar uma estrutura para descartar essa água e trazer mais óleo para cima. A gente tem alguns programas, vamos falar um pouco sobre Recage, que é como vamos tentar reduzir declínio e otimizar a produção e aumentar o fator de recuperação.

E no final, o acesso às reservas de produção de gás integrado ao mercado. Claro que temos gás no Espírito Santo, temos gás na Bacia de Santos, mas tem que ter a rede integrada para que a Diretora Graça possa colocar no mercado e atender o mercado como um todo.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Bom, o investimento do E&P é US\$104 bilhões, o Presidente falou. Então, no desenvolvimento da produção nós temos ali 58%, que dá perto de US\$60 bilhões, o volume da produção; o pré-sal da Bacia de Santos está ali com 17%, que dá US\$18 bilhões em Santos e mais uns US\$10 bilhões no Espírito Santo. Então, a área do pré-sal vai levar uns US\$28 bilhões; 13% na exploração, que dá quase US\$14 bilhões; e 12% é a área do E&P na área internacional.

Só para termos uma idéia, em 2007 a receita do E&P, nós poderíamos dizer que o preço de realização foi mais ou menos em torno de US\$46,9 por barril, enquanto a média dos *peers* com a Petrobras era US\$47,92. Isso porque o nosso óleo é um pouco mais pesado, tem um *spread* menor, então fica US\$46, US\$1 a menos. Por outro lado, as margens, o fluxo de caixa livre é US\$20 na Petrobras e US\$19,91 nas empresas similares.

Crescimento da produção. Primeiro, uma coisa muito importante: nós estamos olhando para frente, esse planejamento estratégico vai até 2013. Mas nada melhor do que olhar para trás também e ver que de 2001 até 2008 nós crescemos significativamente muito, então chegamos neste ano a 2,4 milhões de barris por dia de óleo equivalente, e nosso crescimento médio nesses cinco anos foi 4,9% ao ano. Então, todo ano a Petrobras vem crescendo sistematicamente, a uma média de quase 5% ao ano.

O Presidente falou desses números. Só para citar um pouco, ali tem 632.000 de barris de óleo equivalente em 2020 da área internacional, e no Brasil são 5,1 milhões de barris de óleo equivalente, 3,92 milhões, o Presidente passou, 2,68 milhões, 2,05 milhões é a parte de líquidos e a outra parte, cerca de 1 milhão, é gás transformado em barris de óleo equivalente.

Então, como todas as empresas do mundo, a Exxon, a Shell, acabam falando de produção de mil boed, barris de óleo equivalente, nós agora cada vez mais estamos falando que seremos uma Companhia, em 2013, de 3,655 milhões barris por dia de óleo equivalente.

Uma coisa importante é que essa produção de óleo, de líquido, aumenta muito a fração de óleo leve, sobretudo com essa descoberta do pré-sal. O pré-sal tem alguns trechos que estão em 28 graus API, tem outros que chegam a 31, 32, 30, então, fica entre o óleo leve e um óleo médio. Mas é significativo; a parte de óleo pesado continua aumentando até 2013, porque nós temos vários projetos, vários campos em que estamos colocando a terceira ou a quarta plataformas, quinta plataforma, nesses campos gigantes de águas profundas da Bacia de Campos, que são de óleo pesado.

Por isso, o óleo pesado continua significativo, mas o nosso crescimento se dará muito em cima de óleo leve e óleo intermediário.

Bom, só para focarmos um pouco mais cedo, isso é o que vai acontecer em 2009. Nós estamos dizendo que vamos sair de uma produção média do ano de 1,855 milhão para 2,05 milhões. Isso significa aumentar 195.000 barris por dia todos os dias. Estamos dizendo que a P-52 e a P-54, que entrou em 2007 alcançam o pico de produção delas este ano,



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

sobretudo a P-54, já que a P-52 já chegou ao pico. E a P-53, que foi instalada em dezembro de 2008, começa a crescer o *ramp up*, começa a aumentar a produção neste ano de 2009.

Além disso, a P-51 foi instalada agora, entrou em produção anteontem, com o poço de 40.000 barris, tivemos uma produção extraordinária; vai entrar o segundo poço agora essa semana. Tem mais o TLD de Tupi, que vai dar uns 30.000 barris; Jabuti que é no Marlim Leste, também deve dar 100.000 barris; tem mais uma participação nossa no Campo de Frade e no Campo do Parque das Conchas.

Além disso, nós aumentamos significativamente a oferta de gás neste ano de 2009. Então, passa de 51 milhões de m³ para 73 milhões de m³ por dia, e significativo ali é Camarupim, no Espírito Santo, Canapu, que é 2 milhões no Espírito Santo, Lagosta, Manati, ampliamos Manati, e Urucum começa a entregar o gás no Amazonas este ano, para Manaus.

Além de 2009, que nós chamamos a atenção para cada um dos projetos, nós listamos os principais projetos para 2010, 2011, 2012 e 2013. Então, a TLD de Tupi entra em 2010, Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã também entram em 2010, basicamente é transferência do Capixaba para o Espírito Santo; Mexilhão entra em 2010, Uruguá-Tambaú; no Amazonas, nós estamos pensando em completar o Juruá-Aracanga para conectar Urucu; o P-57 da Jubarti, o P-56 do Marlim Sul, Baleia Azul do pré-sal entra em 2012, Guará, que é um piloto também do pré-sal entra em 2013; Papa Terra na 61 a 63, vocês já viram, essa luta para conseguir preços que reflitam o preço do petróleo hoje, então, veio muito alto a P-61 e a P-63, nós cancelamos e estamos lutando para colocarmos os projetos dentro dos padrões de economicidade das nossas plataformas; a P-55 em Roncador e a P-62 em Roncador.

Essa figura é só para mostrar que os maiores são plataformas de 180.000, nós vemos três: duas na Bacia de Campos e uma no Parque das Baleias, que são a P-57, a P-55 e a P-62. O tamanho médio são plataformas de 100.000 barris, e o tamanho menor, são plataformas de 30.000, basicamente são pilotos, lá em cima no Parque das Baleias é o Pipa, e aqui embaixo é o TLD de Tupi. Só para mostrar uma visão de onde estão as grandes plataformas, o tamanho delas e como elas estão distribuídas nessa região.

O Presidente falou sobre a reserva, nossa reserva hoje é de 14,093 bilhões, não incluindo o pré-sal. Aqueles 5 bilhões a 8 bilhões de Tupi, 3 bilhões a 4 bilhões do lara e mais 1,5 bilhão a 2 bilhões do Parque das Baleias, se você somar isso aqui dá uns 14 bilhões; 14 bilhões com 14 bilhões totalizaria 28 bilhões. Então, estamos dizendo que se eu fosse declarar a comercialidade daqueles campos, que nós não declaramos a comercialidade ainda, porque os planos de avaliação só terminam em 2010, 2011 e 2012. Então, como não declaramos comercialidade, você não pode colocar reserva dentro da reserva provada.

Quando a gente declarar comercialidade, vamos incorporar essas reservas às nossas reservas. Se eu colocasse hoje, com essas estimativas, as reservas estariam entre 23 bilhões e 28 bilhões de barris.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Nós temos um programa chamado Recage, que é recuperação dos campos avançados de petróleo. Esse Recage fez vários projetos importantes, por exemplo, Carmópolis. Carmópolis foi descoberto em 1963 e produz até hoje, então colocamos uma atividade intensa em cima dele, deve furar uma série de poços *infill drilling* dentro do campo, vai injetar bastante água, e o pico de produção em Carmópolis vai acontecer entre este ano e 2012. Então, esse é um programa de revitalização do campo, tentando recuperar mais aquela reserva que ficou no campo de base.

O Recage foi colocado basicamente em Carmópolis, Canto do Amaro, Ubarana, uma série de campos já maduros; este ano nós estamos com o foco, sobretudo, no declínio dos grandes campos. Além de fazermos vários projetos que tentam aumentar o fator de recuperação nos campos mais antigos, nos próprios campos em que estamos produzindo muito aceleradamente, vamos preservar alguns projetos para tentar reduzir esse declínio e já avançar desde cedo o fator de recuperação. É por isso que ele ganha um impacto muito grande nesse planejamento estratégico.

Otimizar custos, aumentar reserva e produção. É claro que se você consegue aumentar a produção do campo, você acaba reduzindo os custos, e então ele também tem um foco de aumentar a produção e reduzir os custos e aumentar a reserva recuperável.

Só para citar um exemplo, no Campo de Albacora, você começa a produzir óleo no início, depois você começa a aumentar a quantidade de água e depois a plataforma não suporta mais aquela grande quantidade de água, então você fica com pouco óleo e muita água para tratar. Então, o que a gente poderia fazer? Colocar mais sistemas em cima da plataforma, a plataforma não agüentava. Então, esse programa coloca no fundo do mar um separador de óleo e água, você começa a injetar água a partir do fundo, então você não tem que levar para a plataforma, você separa em baixo, já injeta do fundo para baixo. Com isso, você tira a necessidade de capacidade em cima da plataforma e pode colocar mais óleo para encher a plataforma. Esse é um programa trabalhado por Recage, que nós estamos fazendo já no Campo de Albacora.

Já falei um pouco do campo de Carmópolis, em que fazemos aumento de produção, redução do custo do poço, aumento do fator de recuperação de 27% para 30% em 2009, novo pico de produção, de 25.000 barris por dia em 1990 para 31.000 neste ano de 2009, e acréscimo da vida útil do campo em 18 anos, de 2007 para 2025. Falei exatamente o que aconteceu com Carmópolis, a vida toda dele, e estamos dizendo que no final vai subir para o pico lá em cima, alcançar 31.000 barris por dia em 2009.

Uma outra coisa que estamos fazendo também, por exemplo, em Golfinho, é que nós temos dois sistemas lá antecipados, FPSO Capixaba e o Cidade de Vitória. Vamos re-conectar alguns postos que estavam no Capixaba para o Cidade de Vitória para fazer uma utilização de layout e vamos levar essa plataforma para produzir parte do pré-sal no Parque das Baleias. Então, estamos remobilizando a plataforma, tirando do Campo de Golfinho e levando aqui para baixo, para o Parque das Baleias, para produzir e acelerar a produção do pré-sal.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Basicamente, as unidades de sondas que nós temos, são 28 sondas de águas profundas, há 18 sondas entre 1.000 metros e 2.000 metros, temos sondas de 5.000 metros a 10.000 metros, e aí vai aumentando até 63 sondas acumulado em 2017. Só para mostrar que nós equacionamos a quantidade de sondas, estamos construindo algumas, vamos alugar outras, está mais ou menos equacionado esse trabalho.

Só mostrar que na margem equatorial já temos uma sonda hoje furando em Barreirinhas, a Petrobras junto com a Devon; a Devon está furando, e logo em seguida a gente fura o segundo poço, que é operado pela Petrobras. Então, nós vamos furar dois poços em Barreirinhas, a gente tem um conjunto de locações, nove locações aprovadas para furar na margem equatorial. É uma nova fronteira, é mais difícil, os primeiros poços são sempre mais difíceis, até você calibrar sísmica, descoberta, instrumentos; mas na margem equatorial, a gente já tem além de ter óleo na Potiguar e um pouco no Ceará, em águas rasas, você tem o PAS-11 também, lá no Pará-Maranhão, e agora, essas novas locações em águas profundas e ultra-profunda na margem equatorial.

Nós nunca furamos em águas profundas, então começamos agora aceleradamente a ir para águas profundas na margem equatorial. A Bacia do Solimões, as bacias paleozóicas e as proterozóicas começaram a ganhar uma importância porque nós acreditamos que novos modelos geológicos, a própria sísmica que melhorou, e alguns modelos geológicos são capazes de agregar e ter reservas significativas nessas bacias paleozóicas. Nas proterozóicas, achamos que são mais voltadas para gás, e é por isso que nós estamos na Bacia de São Francisco e entramos agora na Bacia de Parecis.

Nós temos 278 blocos exploratórios, e uma coisa muito importante: nós temos 30 planos de avaliação. 30 planos de avaliação significa que nós temos 30 descobertas que nós temos de delimitar e verificar se são econômicas ou não. Então, este ano já começamos a trabalhar com várias descobertas de petróleo, e temos agora que confirmar ou não a expectativa delas. Então, eu não vou furar primeiro, estou dizendo que eu já tenho a descoberta, agora eu vou saber o tamanho dela e furar os poços que tenham sua importância. E 303 concessões de campos de produção.

O índice de sucesso que nós tínhamos trabalhado ficava entre 30% a 50%, e esse investimento exploratório tem aumentado muito; quanto mais a gente descobre e quanto mais produz, mais temos que investir em exploração. Não acaba, a exploração aumenta. Se você diz “não, agora não precisa mais explorar” não, precisa mais e mais, já que você produz muito, tem que repor.

Com essa nossa descoberta, nós sempre procuramos olhar, por exemplo, Brasil, quando a gente descobre pré-sal, procura saber onde é que é significativo o pré-sal fora; quando a gente descobre águas profundas, como é que é no mundo águas profundas. Então, o Grupo acaba analisando e olhando algumas partes do mundo com prospectos similares, até para interagir muito com a área internacional.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Essa figura a maioria das pessoas já conhece, na ponta azul, lá em cima, é o Parque das Baleias, aqui embaixo é o cluster da Bacia de Santos, esse azul mostra distribuições do reservatório do (65:58), que foi encontrado tanto aqui no Sul quanto lá no Norte. A similaridade entre os reservatórios do Sul e do Norte é fantástica, são muito parecidos, e mostra que temos em termos de reservatório está aí, os altos, porque normalmente você tem um alto externo, o selo é o sal; então você tem selo, um alto estrutural e tem um reservatório que tem respondido até agora, nos testes que nós fizemos.

Uma visão geral do pré-sal. Nós vamos investir US\$28 bilhões até 2013, produção de óleo através de FPSO inicialmente; a produção em gás será transportada por gasoduto até a costa, integrada com Mexilhão. São cinco unidades até 2014, e a estimativa de produção em 2013 está em 219.000 barris por dia e 7 milhões de m³ de gás. Diversos sistemas de produção serão iniciados até 2020, com replicantes, e em 2015 a produção de óleo deve atingir 584.000 barris por dia e em 2020 1,815 milhão de barris por dia; e o gás natural deve atingir 40 milhões de m³. Isso é uma visão geral do pré-sal.

Eu acho que a maioria das pessoas já conhece, mas aqui é a série de descobertas que foram feitas nessa área. Uma coisa importante, às vezes as pessoas não gostam de dizer, mas todos os poços que nós furamos no pré-sal deram certo. Certamente nós vamos errar quando começarmos a descer muito nas estruturas, mas de qualquer maneira, até agora os poços que nós fizemos tiveram sucesso.

Tupi vai ter o TLD no início, vai ter o piloto de 100.000 barris em 2010, e no longo prazo terá os 18 sistemas. Essa é a previsão para produzir essa reserva de 5 bilhões a 8 bilhões de barris.

Esse é basicamente o cronograma. Em 2009 vai ter o TLD, em 2010 vai ser o Tupi, o óleo Tupi em abril e o nível elevado em 2017; a gente quer produzir mais de 1 milhão de barris do pré-sal. Isso é o que está escrito.

Em Iara, o volume estimado é entre 3 bilhões e 4 bilhões, os reservatórios são de boa qualidade. Vamos reentrar no poço neste ano, no primeiro ou no segundo quadrimestre; está sendo feito o estudo do desenvolvimento do campo, serão feitos os poços de habilitação em 2010 e 2011, o TLD em 2010, e o início da produção está previsto para 2014, através do FPSO, que está começando a ser discutido.

Guará, reentrada do poço agora em 2009, teremos um estudo do desenvolvimento conceitual, os poços de delimitação em 2010 e 2011, o TLD em 2010 e a produção até 2014, mas está prevista para 2013.

Nós vamos acelerar o Parque das Baleias, e para isso já está sendo feito esse gasoduto que vai para o sul capixaba. Será feito o gasoduto que vai ligar a Cacimbas, lá em cima, porque em Parque das Baleias ia ser devolvido a parte pós-sal, de óleo pesado, que tinha pouco gás, então o gasoduto para o sul capixaba era menor. E Cacimbas tem capacidade



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

de processamento, então a maior parte do gás vai para Cacimbas, ser processado lá e separado, já que o gás do pré-sal é um gás rico, e então já tem escoamento para a GLP.

Então será uma série de sistemas. A P-34 produz o poço lá, que é o 103, que tinha capacidade de produzir 18.000 barris por dia, nós limitamos os poços até para estudar cada vez mais a capacidade dele, e os fluidos e os inibidores que temos que trabalhar. Para trabalhar isso, nós limitamos a produção dele para 10.000 barris por dia, exatamente para calibrar inibidores de H₂S, inibidores de CO₂, corrosão, uma série de coisas.

O Seilean está no Cachalote, mas está no óleo pesado, depois ele vai para o FPSO Capixaba, como eu já falei; o Pipa II é um sistema de produção antecipado que vai vir para fazer Baleia Azul, e depois o próprio Baleia Azul terá um sistema em que a P-58 vai para lá, e depois o gás será transportado pelo gasoduto.

Isso é o resumo do pré-sal; o pré-sal vai, em 2013, ter 119.000, em 2017, 1,336 milhão, e em 2020 vai ser 1,815 milhão. E os investimentos, até 2013, é R\$28 bilhões, e até 2020, US\$111 bilhões; R\$98,8 bilhões do Santos e US\$12,6 bilhões do Parque das Baleias.

Para o pessoal que está colocando muito dinheiro no desenvolvimento do pré-sal, eu estou dizendo que no nosso estudo, de fevereiro até agora, começamos reduzindo a quantidade de poços por plataforma, reduzimos significativamente a quantidade de poços, que fica caro, e, com isso, a gente reduziu os investimentos inicialmente pensados para o de agora em US\$50 bilhões.

Então, o que eu estou falando é que cada vez que estudamos mais, e olhando a produtividade do campo, podemos reduzir esses investimentos. Quando o mercado fala que pode gastar US\$200 bilhões, US\$250 bilhões, eu não sei de onde saem aqueles números. Só sei dizer a vocês que o nosso estudo de fevereiro e o estudo agora, só reduzindo a quantidade de poços por plataforma, já reduzimos US\$50 bilhões o investimento necessário para desenvolver pré-sal nessa avaliação.

Era isso. Obrigado.

Paulo Roberto Costa:

Boa tarde a todos. É com muito prazer que estamos apresentando para os senhores e senhoras o plano estratégico da Companhia, que é um plano extremamente ousado, mas, como já dito pelo Presidente Gabrielli, totalmente factível. Vamos apresentar agora a área de abastecimento.

A apresentação tem o mesmo critério das outras áreas, tem essa seqüência de sinergia, estratégia, complexidade e o atendimento crescente ao mercado.

O primeiro ponto a ressaltar aqui é que a Petrobras, por ser uma empresa integrada, não olha os seus segmentos de forma separada, então nós temos que olhar aquilo que melhor



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

convém na Companhia em termos de uma empresa integrada. Fica claro neste slide as operações do *upstream*, já dito pelo Nepomuceno, muito concentradas no Sudeste do Brasil; e também no Sudeste nós temos hoje o maior mercado, a maior demanda e a nossa maior capacidade de refino.

Então, essa integração entre a área de exploração e produção e a área de refino é muito importante para a Companhia, e como sempre comento, o mercado não coloca no tanque do carro, ou na indústria ou em outro qualquer lugar o petróleo, coloca derivados. Então, nós temos que acompanhar *pari passu* o crescimento da produção do E&P nacional, de modo que tenhamos capacidade de refino para suprir o mercado em relação a esses pontos.

Temos hoje várias refinarias no Brasil todo. Aqui tem a idéia da nossa capacidade, 1,9 milhão de barris por dia, e trabalhamos com uma carga de 1,77 milhão, 1,8 milhão. Ou seja, estamos operando as refinarias em uma faixa de 90%. É mais que o necessário o crescimento da capacidade de refino; mesmo que não tivéssemos crescimento da produção, para atender o mercado, nós temos que progredir e crescer a nossa capacidade de refino.

Isso reflete, obviamente, nos resultados da balança comercial. Aqui mostra, então, em termos de petróleo e derivados, de 2005 a 2007, as exportações e as importações; este ano de 2008 nós fecharemos amanhã, possivelmente vamos divulgar ao mercado o resultado de 2008, mas mostra com clareza a nossa maior exportação de derivados, e ainda temos uma importação grande de petróleo. Com a chegada do pré-sal, esse petróleo leve vai ser bastante importante para fazer os *blends* necessários nas refinarias, de modo a produzirmos aquilo que o mercado quer de derivados.

Em termos de estratégia, expandir a capacidade de refino no Brasil e no exterior, compatível com o nosso nível de produção; melhorar as margens, expandindo a complexidade média. Estamos em um processo já há algum tempo de aumento da capacidade e também da complexidade das nossas refinarias, através de unidades de conversão e através de unidades de hidrotreatamento.

Usar parceiros comerciais e logísticos para aumentar e expandir a presença no mercado, e já temos algumas parcerias na parte de logística em andamento, e com certeza outras virão; aumento da produção de petroquímicos básicos, capturando sinergias com o sistema Petrobras; e algo também que empresas de petróleo do mundo têm feito, de modo a agregar valor às correntes do refino, e não simplesmente colocar apenas para combustíveis, mas agregar muito valor nas correntes do refino para petroquímica. Isso é muito importante e está dentro do nosso plano.

E otimizar a qualidade, tornando a Petrobras mais no perfil de combustíveis para consumidores no Brasil e no exterior. Estamos investindo, hoje, US\$8,5 bilhões em nossa carteira de gasolina e carteira de diesel, de modo a melhorar substancialmente a qualidade dos produtos. Começamos agora, dia 1º de janeiro, já ofertando o diesel 1800 ppm, não temos mais diesel 2000, e os ônibus das regiões metropolitanas do Rio de Janeiro e São



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Paulo já estão circulando com diesel 50 ppm. Então, temos hoje todo um programa muito forte para acelerar essa área de qualidade do diesel e da gasolina.

Esse plano, estamos prevendo para a área de abastecimento US\$47,8 bilhões, sendo grande parte para a área do refino, aqui incluindo as novas refinarias; depois temos também a parte de terminais, transporte marítimo, e aqui inclui os navios da renovação da frota da Transpetro; e a parte petroquímica. Esse é o nosso grande desafio para os próximos anos.

Em termos de complexidade, nossas refinarias ainda não são do nível de complexidade de algumas outras empresas, e por isso nós deixamos, às vezes, de auferir algumas margens que poderíamos obter, devido a não termos ainda a complexidade necessária. Isso está levando a toda essa carteira de conversão, de modo que venhamos a utilizar cada vez mais petróleo pesado.

Como foi mostrado pelo Nepomuceno, nós vamos ter ainda muito petróleo pesado nos próximos anos, e isso vai propiciar para a Companhia um ganho de margem extraordinário. Então, nós precisamos aumentar a complexidade das nossas refinarias, como também aumentar nossa capacidade de refino.

Isso obviamente reflete em margem. Este slide está mostrando o que significa margens brutas; aqui estamos olhando a parte dos Estados Unidos, Golfo do México, mas mostrando a margem que nós temos em termos de craqueamento, que é a curva de baixo, versus a margem em termos do coqueamento, que é parte de cima. Então, está mostrando com clareza que as refinarias que têm coqueamento, que têm capacidade de processar petróleo pesado, obviamente têm condição de ter uma margem maior.

Outro ponto importante é o diferencial leve-pesado. Aqui mostra-se claramente também que esse diferencial, quanto mais pesado o petróleo, em relação aqui ao WTI, podia ser com o Brent, também não teria diferença; em relação também a destilado médio, como diesel e gasolina, versus óleo combustível. Então, por que vamos deixar de agregar valor ao petróleo brasileiro vendendo simplesmente petróleo pesado no exterior e permitindo que outros países ou outras companhias venham ganhar essas margens? Vamos ter essas refinarias processando esse petróleo aqui, auferindo essa margem aqui no Brasil, garantindo emprego e desenvolvimento para o povo brasileiro, e já vendo o retorno extraordinário que podemos ter em relação à parte das margens, como eu estou mostrando.

Em relação ao uso de petróleo, nós temos uma previsão ainda de dois revamps em instalações existentes, que é o caso da Replan, para 2010 vamos anexar mais 33.000 barris por dia, e da Revap, 10.000 barris por dia. Em 2012, a Repar, vamos colocar mais 25.000 barris por dia, através de processos de coqueamento e planos de processos de adaptação metalúrgica, para processar maior quantidade de petróleo ácido, que tem sido ofertado pelo E&P, principalmente Roncador, Albacora e Jubarte.

E aí entram as refinarias novas, da refinaria do Nordeste, a partir de 2011, 2012, e outras que eu vou mostrar na seqüência. Mas aí mostra com clareza que nós estamos aumentando



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

a participação do petróleo brasileiro no processamento no Brasil. Isso é muito importante, e obviamente isso vai reduzir substancialmente a necessidade de importação de petróleo, com reflexo direto na balança de pagamentos da Petrobras no País.

Qualidade da gasolina e qualidade do diesel, estamos aqui com uma carteira extraordinariamente grande na parte da gasolina, de modo que 2010, 2011, a nossa gasolina venha a ter toda 50 partes por milhão de enxofre; hoje nossa gasolina tem 1000 ppm e vamos passar para 50. E no diesel, recentemente assinamos um acordo com o Ministério Público Federal, com o Governo do Estado de São Paulo, Ministério do Meio Ambiente, Ministério de Minas e Energia, uma série de outros participantes, Anfavea etc., onde nós vamos ofertar o diesel 50 ppm para as regiões metropolitanas com cronograma crescente de oferta, e vamos começar a ofertar no mercado brasileiro a partir de 2013 diesel 10 ppm para os motores de tecnologia chamada Euro 5.

É uma tecnologia nova de motor, que a Anfavea vai colocar à disposição no mercado, e a Petrobras vai ter para esse motor um diesel de 10 ppm. Realmente, é uma melhoria extraordinária de qualidade dos derivados.

Mercado doméstico com previsão de crescimento, obviamente. Este ano, comparando 2007 e 2008, devemos chegar próximo a 3%, estamos fechando os números mas vai ficar muito próximo de 3%; estamos analisando um crescimento de 3% até 2013 e 3,3% até 2020. E aqui fica claro o crescimento muito forte no diesel, por isso que nós temos que aumentar nossa capacidade de produção de diesel, e isso nós estamos fazendo já com as refinarias atuais, usando o mesmo hardware que nós temos. A partir de setembro, outubro do ano passado, começamos um programa interno de otimização do diesel, e já estamos hoje com um acréscimo de produção na faixa de 35.000 a 40.000 barris por dia a mais de diesel, usando as mesmas refinarias. Isso vai ter um reflexo extremamente positivo neste ano de 2009. Mas vamos precisar de mais, porque o mercado aqui vai crescer, e vai crescer muito o diesel no Brasil.

Com isso vamos ter, em termos de refinarias novas, a Refinaria do Nordeste, prevista em 2011, a Unidade Petroquímica Básica do Rio de Janeiro, que vai processar 150.000 barris de petróleo pesado, entrando no final de 2012. Nessa unidade, o objetivo é produzir petroquímicos, não derivados de petróleo, mas vai ter uma produção pequena de diesel, de GLP, de QAV etc.

Temos aqui as duas premium, no Ceará e no Maranhão, eu entendo por fase, a partir do ano de 2013 até 2016. As refinarias vão atender o mercado interno e terão uma quantidade substancial de diesel para exportação. O mercado alvo aqui é o mercado europeu, que é altamente demandador de diesel e com tendência de crescimento no seu consumo de diesel.

E essas unidades novas, quer sejam as premiums, quer seja a Refinaria do Nordeste e o próprio Comperj, todas essas unidades vão produzir diesel com 10 ppm, então já vamos começar a produção de diesel com 10 ppm.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

E não está listado aqui, mas vamos entrar no final de 2010 com uma ampliação para produção de gasolina e melhoria da qualidade do diesel e do QAV em uma unidade nossa no Rio Grande do Norte, em Guamaré, que é chamada Refinaria Clara Camarão.

Na parte de petroquímica, aqui mostra o crescimento da demanda de petroquímica no Brasil, em termos de polietileno, polipropileno, PET, PVC, poliestireno. Volta e meia nós discutimos em alguns segmentos, em alguns foros e com a imprensa de modo geral, e sempre se coloca o seguinte: por que a Petrobras está investindo em refino, por que a Petrobras está investindo na área de petroquímica dentro de uma crise de grandes proporções, como estamos vivendo hoje?

Mas essas refinarias novas e essa petroquímica, como é na própria área do E&P, são projetos de longa maturação. Não vamos colocar a segunda geração do Comperj em operação amanhã, ela vai entrar em operação plena no ano de 2014. Então, se nós imaginarmos que vamos ter um mundo recessivo nessa intensidade até 2014, acho que cada um de nós deveria ir para casa e procurar outra coisa para fazer, não mais trabalhar com petróleo.

Essa visão também serve para a parte do refino. “Não vamos ter demanda de derivados”. O mundo vai usar petróleo por muitos anos. Eu vejo essa visão como uma miopia muito grade.

Integração na cadeia altamente positiva; hoje a Petrobras tem uma participação na Quattor e na Braskem. Na Braskem temos cerca de 30%, na Quattor, 40%, e hoje a intenção é continuarmos avançando nos investimentos nessas duas companhias. E agora, dentro do Comperj, também vamos discutir como vai haver a participação dessas empresas dentro do Comperj, desde que foi aprovada pelo nosso Conselho de Administração, no final de 2008, a estrutura societária de como vamos conduzir esse grande empreendimento.

Aqui mostramos alguns dados do Comperj, em termos de produção de diesel, de nafta, de coque, mas o principal produto do Comperj são os produtos petroquímicos, como o polipropileno, o etileno, que são os grandes supridores para toda a cadeia de produção e geração, polipropileno, polietileno, estireno e aí por diante.

Esses eram os pontos principais que eu queria comentar. Concluindo, dizendo que a Petrobras está bastante consciente das sinergias e da integração que ela tem dentro da estrutura de uma empresa integrada, e com certeza nós vamos auferir as vantagens competitivas que essa integração nos permite.

E também colocar aqui o dito pelo Presidente Gabrielli, que é muito importante para nós da área do refino, que essas refinarias todas, nós vamos fazê-las de forma competitiva. Nós vamos ter que ter padrões, comparando com o mercado internacional, de barril de óleo produzido versus USD, que seja viável de execução. Com isso, precisamos ter, por parte dos nossos fornecedores de bens e serviços, uma consciência muito forte que nós não faremos as refinarias por qualquer preço; nós vamos fazer as refinarias e a petroquímica por



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

preços competitivos, obviamente olhando as particularidades do mercado brasileiro. Então, já fica aqui um apelo em relação à área de abastecimento, que nossos fornecedores de bens e serviços façam uma reavaliação geral dentro de seus preços, para que tenhamos preços competitivos. Obrigado.

Maria das Graças Foster:

Boa tarde, senhoras e senhores. É com muita satisfação e alegria que nós apresentamos o nosso plano de negócios para os anos 2009-2013, e eu faço absoluta questão de colocar que o gás e energia é uma loja que vende gás, que vende energia elétrica. Nós existimos para dar escoamento à produção da nossa área de exploração e produção, e temos como um dos nossos princípios de valor não destruir valor dos vários combustíveis que nós temos colocado a mercado.

A Petrobras tem uma carteira de combustíveis bastante grande, e o gás natural preserva seu valor e preserva os seus próprios combustíveis concorrentes, produzidos pela nossa Empresa.

Como os senhores sabem, a matriz energética brasileira é fundamentalmente hídrica, e o nosso gás natural é um dos jovens combustíveis dessa matriz energética. Se nós olharmos o ano 2000, nós tínhamos uma participação de 5% nessa matriz energética, e hoje, uma participação de pouco mais que 9%.

O negócio de gás natural na Petrobras começou pelo mercado não-termoelétrico. Um ponto marcante da área de gás e energia do Brasil da Petrobras é exatamente esse começo pela área não-térmica, que se iniciou de forma marcante no desenvolvimento do segmento pela inauguração da perna norte do gasoduto Bolívia-Brasil de 1999, e aí as reservas de gás e a produção de gás da Bolívia tiveram, têm até hoje e terão por muitos anos um papel extremamente importante para ancorar os negócios de gás do Brasil nos segmentos térmico e não-térmico.

Então, nós partimos do ano de 1999 com um consumo de gás natural no Brasil de 11 milhões de m³/dia, e hoje nós temos um consumo próximo a 60 milhões de m³/dia no mercado térmico e não-térmico, e este slide mostra apenas o segmento não-térmico. Isso em um momento em que entre o óleo combustível e o gás havia uma defasagem, ou seja, uma valorização, uma condição, uma competitividade bastante grande do gás em cima do óleo combustível, e durante um grande período de tempo, uma utilização bastante grande também do gás natural no segmento automotivo.

Nós tivemos, nesse período do ano 2000 para 2008, 13% de crescimento ao ano do gás natural.

Setor elétrico. Nós temos dois mercados igualmente interessantes do ponto de vista de resultado econômico: mercado não-térmico e mercado térmico. A lei do setor elétrico, a lei



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

10.848 de 15 de março de 2004, aproximou e colocou claramente a ligação entre a energia hidráulica e a energia térmica. Térmica, gás natural, carvão, nuclear, mas marcou literalmente o posicionamento do gás como um insumo absolutamente importante, relevante e considerado no equilíbrio da energia elétrica fornecida à nação brasileira.

E nós temos o operador nacional do sistema elétrico, que é o grande maestro dessas diversas produções de energia, tanto térmica quanto não-térmica, quanto hídrica, e essa relação, administrada pelo operador nacional do sistema, ficou ainda mais evidente quando, ao final do ano de 2007, o Conselho Nacional de Política Energética definiu uma resolução, que nós chamamos de Resolução N° 8, em que ela autoriza a geração de energia elétrica a gás natural fora da ordem de mérito, ou seja, ela autoriza a geração de energia elétrica para promover uma maior segurança energética.

Então, aquela situação de que obrigatoriamente as térmicas despacham apenas um período seu deixou de ser válida. O gás natural entra para dar o equilíbrio entre a energia hidráulica reservada nos reservatórios e a projeção de consumo de energia na semana seguinte, no mês seguinte, no ano seguinte.

Isso obrigou que nós da Petrobras, da área de gás e energia, criássemos uma mesa para tomada de decisões porque, imaginem os senhores, são mais de 200.000 variáveis, que são colocadas em um grande simulador, dentre eles o famoso New Wave, que é o simulador de setor elétrico que faz a previsão da função preço de energia elétrica e a demanda por energia elétrica ao longo do tempo.

Então, nós da Petrobras temos um determinado volume de gás, temos compromissos contratuais hoje mais flexíveis do que anteriormente; esta é uma marca do nosso setor hoje, uma marca com que a Petrobras opera buscando a flexibilidade. E toda essa busca de resultado econômico, que é a bandeira fundamental da nossa Companhia, garantindo a eficiência energética que somos postos a gerar, nós trabalhamos com mais de 200.000 variáveis, e o New Wave, por exemplo, é um dos modelos que é o *input* desse grande modelo de alocação de gás.

Então, nós fazemos a titularização da energia, se por ordem de mérito, por substituição, geração antecipada, prevendo que no futuro de uma semana à frente, três meses à frente, seis meses, nós teremos condições de atender a toda nossa demanda, buscando o máximo de resultado econômico e minimizando as penalidades pelas falhas na nossa geração de energia elétrica.

Esses dados, essa apropriação à alocação do gás é passada às distribuidoras de gás e às térmicas, da Petrobras e de terceiros com as quais nós temos contrato. Todas as semanas, todas as quintas-feiras, é feita essa titularização e alocação de gás para geração de energia elétrica e atendimento ao setor não-térmico em bases econômicas para a Petrobras.

Essa é uma expressão desse trabalho, que é um trabalho que nos traz o máximo de resultado econômico. Em vermelho, os senhores vêem apresentado o termo de



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

compromisso Petrobras-ANEEL assinado no ano de maio de 2007. Ele é, de fato, um termo que nos leva a ter os nossos investimentos, nossos empreendimentos concluídos em datas absolutamente marcadas e definidas para que possamos fazer a nossa geração administrados, comandados pelo operador nacional do sistema elétrico.

Então, nós podemos ser chamados a qualquer momento a gerar a linha vermelha a título de teste, e se não pudermos gerar, nós pagamos penalidades pesadíssimas e perdemos algo que tem um valor imenso, que é a garantia física de nossas térmicas.

Em azul mais escuro, foi a geração que fizemos por questões econômicas, e em azul mais claro foi o que o nosso operador nacional do sistema elétrico, que comanda todas as térmicas, todas as hídricas, nos chamou a gerar.

Por que não geramos acima do vermelho? Porque haveria uma destruição de valor econômico da Companhia. Então, esse ajuste fino entre o que gerar, quanto gerar, como gerar, onde gerar, que flexibilidades utilizar, isso é feito considerando todas essas centenas e centenas de variáveis. Nós passamos todo o ano de 2008 muito bem em relação à demanda que foi solicitada e à nossa geração de energia elétrica.

Com relação aos anos de 2009 a 2013, nós somos, como eu disse, vendedores desse gás que a área de exploração e produção coloca para nós. Nós teremos, do ano de 2008 até o ano de 2013, pelo menos 71 milhões de m³/dia em 2013. Esse é o gás nacional, não o gás produzido pela área de exploração e produção, mas o gás que é colocado para o gás e energia comercializar.

Então, quando ele coloca esse gás para mim para 2013, todas as medidas de venda, de contratação, de comprometimento já foram tomadas hoje e alguns, dois ou três anos atrás. Esse é o gás nacional que será disponibilizado para nós a partir de 2009, 50 milhões a 71 milhões de m³/dia, mas também uma estratégia da Petrobras que perdura nesse plano de negócios 2009-2013 é exatamente diversificar a nossa fonte de suprimentos.

Nós temos a Bolívia como um excelente fornecedor de gás para o Brasil. Temos tido um atendimento bastante adequado da Bolívia no que se refere à entrega de gás, mas também, como os senhores sabem – pelo menos a grande maioria sabe –, nós somos hoje importadores de gás natural liquefeito. Contratos que temos, por exemplo, com a Shell, contratos que temos com a Brit Gas, tivemos para os anos de 2008 e 2009, cargas para 2010 e outras cargas adicionais.

E assim, importadores de gás da Bolívia, importadores de gás de outras fontes de suprimento operando dentro do mercado de oportunidades, o mercado spot, mais o gás nacional crescente, nós temos estratégias para os anos de 2009 a 2013, que tratam fundamentalmente da consolidação, da flexibilização da colocação desse gás.

Agregar valor ao uso do gás natural na monetização das reservas da Petrobras e 'agregar valor' significa o uso que melhor remunera a utilização do gás da Petrobras, assegurar



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

flexibilidade para a comercialização de gás natural nos mercados termelétricos e não-termelétricos; mundialmente, mercados de natureza firme; dez anos, 20 anos, 25 anos. Pouco existe nos novos contratos, até aqueles que são produtores de gás natural liquefeito; nos mercados, os contratos tendem a ser cada vez mais curtos e mais flexíveis, tanto para quem vende quanto para quem usa.

Equilibrar o binômio competitividade/rentabilidade frente aos energéticos concorrentes; nós temos como premissa na nossa Companhia não canibalizar os nossos produtos, não criar competitividade, por exemplo, entre o gás natural veicular e a gasolina entre o álcool; nós estamos sempre buscando agregar valor do portfólio que temos, buscar a competitividade, a rentabilidade, mas eu tenho que concorrer no mercado com outros energéticos para manter a posição do gás.

Em especial no segmento não-térmico, com carvão, com óleo diesel, com óleo combustível, com a água, e dentro do mercado não-térmico com outros combustíveis concorrentes, nossos, na grande maioria das vezes.

Atuar de forma global e verticalizada no mercado de GNL. É uma estratégia da Petrobras que nós sejamos compradores, que nós atuemos, e já estamos atuando, como *trading* de GNL; compradores e vendedores de carga. Cargas que compramos em 2008 não chegamos a trazer para o nosso mercado. Por quê? Porque não havia o interesse do ponto de vista de resultado econômico, e isso deve se dar por diversas vezes ao longo dos próximos anos.

Nós queremos ser também o *off-taker* de plantas de GNL em outros países. Essa é uma ação da área internacional que está contida dentro do negócio de gás & energia; nós estamos colocando aqui as atividades. Então, nós deveremos atuar como *off-taker* de plantas, se houver oportunidade, até na construção de plantas forma do Brasil.

Consolidar o negócio de energia de elétrica de forma competitiva e rentável, otimizando o parque de geração de energia elétrica. A Petrobras hoje tem 5.500 MW de capacidade instalada; daqui a dois anos mais, serão 7.800 com as atividades que já estão em curso, fora esse plano 2009-2013, e investir em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Muito provavelmente, este ano de 2009 teremos um leilão de energia eólica; teremos o nosso preço, entraremos em um leilão, uma vez que rentável, que competitivo, que traga os resultados econômicos que nós queremos e precisamos, nós participaremos desse leilão; caso contrário, nós ficaremos fora.

Com relação à evolução e projeção desse mercado, hoje, o nosso mundo, o gás aqui no Brasil tem uma função um pouco diferente do que teve desde o início, em que usamos gás pela primeira vez. Nós trabalhamos com paridades de preços com óleo combustível, o máximo dessa paridade aceita pelo mercado.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Ou seja, não se trata de desenvolvimento do mercado de gás. É aquele valor, aquela relação óleo/combustível que remunera os investimentos pesados que temos feito nesse primeiro ciclo de concepção da área de gás. A área de gás & energia, como eu tenho em um slide mais à frente, tem dez anos de existência, diferente dos 40 ou 50 anos de existência que tem a área de exploração e produção e o abastecimento.

No automotivo, hoje, existe um competidor muito forte para a nossa própria gasolina, para o álcool, que são as frotas *flex fuel* e os maiores preços de GN, de gás natural, tornam mais difícil a penetração desse gás, a título de gás natural veicular.

Comercial acompanha a projeção do PIB e o residencial acompanha a formação de preço nesse planejamento até 2013 no crescimento da população urbana.

Nesse marco que temos de 2009 a 2013, essa linha vermelha, é o mercado completamente contratado dentro de uma nova política de preço, que trata de preços mais adequados ao gás natural e, além disso, é uma política de preço que foi colocada o ano passado e que se completa ao final de outubro deste ano, com preços crescentes, que remunera em alguma base, não completamente, mas já traz um resultado melhor, o gás natural ficou de 2003 a 2005 congelado, sem aumento de preço praticamente, e houve uma recuperação significativa desses preços. É um mercado contratado; no ano passado, 2007, nós não tínhamos contratos de gás com a grande maioria das distribuidoras de gás, e isso torna essa gestão entre o térmico e o não-térmico literalmente impossível. Ou você tem contrato ou você não consegue administrar os dois mercados e trazer o resultado econômico para dentro da Companhia.

A partir de 2012, já no primeiro ano deste ano, 2013, nós teremos a grande maioria das distribuidoras já em uma nova base contratual, que começa a ser desenvolvida daqui a um ano, um ano e meio à frente. E ficamos até 2020 contratados com gás na Bolívia. Ou seja, temos uma banda de pelo menos 30 milhões de m³ por dia a desenhar uma nova política de suprimento.

Com relação ao segmento elétrico, nós ficamos o tempo todo olhando o mercado da água. A empresa de pesquisa energética faz o planejamento, dez, 20, 30 anos à frente, do crescimento do PIB, do crescimento industrial, da puxada na carga do sistema para geração de energia. Nós olhamos o tempo todo a velocidade com que as hídricas estão entrando no sistema, e entramos justamente para capturar as oportunidades do *gap* de atraso de uma hídrica em relação a outra hídrica.

E é um mercado extremamente interessante. Quando você entra em um leilão com o seu preço, você captura determinados volumes de energia e você tem uma receita fixa todo ano, despachando ou não. E me perguntam: e se a hídrica entra? Se nós definirmos bastante bem o retorno sobre os investimentos, nós teremos um RF, uma receita fixa que já remunera os investimentos, se participarmos da geração, e aqui eu falo como fornecedora de gás, e da malha de transporte e do REGÁS, se for o caso.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

E esse é o nosso compromisso para a geração nesse período em que nós vamos até o ano de 2013. O vermelho é o compromisso que temos com o setor elétrico em cima daquilo que chamamos de termo de compromisso. O verde, e esse verde limão mais à frente, 7.163 MW, 7.663 MW, 8.787 MW, toda essa capacidade de geração, nós nos planejamos para ser 100% fornecedores dessa capacidade instalada.

70% dessa capacidade até o ano 2010 é uma capacidade de geração elétrica de propriedade da Petrobras. De todas as térmicas a gás hoje no Brasil, nós não participamos da Termopernambuco e da Termofortaleza; todas as demais ou são nossas ou nós temos uma participação menor como, por exemplo, Araucária.

E esse é um grande desafio. Nesses leilões todos, nós entramos no ano passado com uma receita fixa, com um compromisso de fornecimento de gás, em geral o GLL, mas como a nossa malha é uma malha integrada, será a partir de março do ano que vem, do Nordeste ao Sudeste, depois que o gás está na linha, ele é apenas gás. Faz a diferença para nós na hora em que nós vamos formatar a equação de preço para levar o gás aos nossos clientes.

Nós temos 15.287 MW. Essa linha pontilhada mostra leilões que vão acontecer este e no ano de 2010, e se nos remunerarem a título de RF e o custo variável unitário, nós somos candidatos a capturar essas oportunidades, que podem vir de atraso das hídricas, e aí deveremos estar preparados para sermos fornecedores e eventualmente participar dessa geração a título de gerador minoritário.

E esse é o balanço oferta e demanda. Essas colunas são as nossas demandas, e por trás das colunas são a oferta. Então, nós temos oferta nacional, uma pequena participação de gás do pré-sal em 2013, mas o gás firme da Bolívia, 30 milhões de m³ por dia de gás, e o GLL.

Tem duas cores de GLL. Esse GLL nessa cor limão, essa cor mais clara, mostarda, é o GLL dos terminais que já estão prontos; um operando, que é o terminal de Pecém, e o terminal de Baía da Guanabara, que tem mais alguns dias para terminar construção e montagem, que já começou com o aprendizado que tivemos em Pecém, também por comissionamento.

Então, industrial, outros usos – o que são outros usos? É o uso do abastecimento da Petrobras, que tem um consumo significativamente grande de gás, e nós temos todo o interesse em atender a nossa Companhia, agregando valor aos nossos processos de refino e petroquímico, e a geração elétrica, como fornecedores de gás e também, em muitos casos, como geradores, o que aumenta muito o nosso VPL nos projetos mais recentes.

Essa área de gás & energia é uma área em criação, em constituição; é uma área que tem dez anos. E ela veio exatamente pela nossa maior produção de gás. Quanto mais gás você produz, mais gás associado você tem. A Agência Nacional de Petróleo, de forma correta, limita a queima desse gás; os mercados surgem, nós firmamos, ancoramos o gás com a Bolívia e criamos, definitivamente, o mercado de gás no País.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Nós estivemos no ano de 2003, começamos isso nesse ciclo da Petrobras, concluindo esse primeiro ciclo até o ano de 2010. Esse ciclo se caracteriza pelo aumento da oferta com diversificação do suprimento. Hoje, nós somos dependentes da Bolívia; do ponto de vista econômico é uma dependência que traz resultados positivos para a Companhia, mas nós buscamos a diversificação através do gás natural liquefeito.

E mais do que isso, buscamos a flexibilidade de nossa malha pela integração, pela robustez e pela inteligência da malha que nós temos hoje, que permite fluxos em várias direções. E esse atendimento todo veio exatamente para dar vazão à demanda do PPT – Programa Prioritário de Termoelectricidade – em 2001, 2002, que vieram as térmicas mas não veio o gás, não veio o gasoduto, não veio a inteligência na otimização, na busca de resultado econômico de todo esse trabalho.

Havia necessidade desse tempo que nós passamos agora, que é de construção desse negócio do gás. É a mesma coisa que imaginar a BR Distribuidora sem as suas 10.000 saídas de caminhões percorrendo esse Brasil inteiro, levando combustível para os seus 30.000 clientes. Não há como fazer resultado positivo se você não tem essa infra-estrutura que nós estamos buscando neste momento.

Incremento do parque gerador, nós tivemos diversas aquisições de térmicas a gás natural, e de algumas térmicas a óleo diesel, óleo combustível e PCHs.

Nesse primeiro ciclo foram feitos investimentos, estão sendo feitos investimentos para o escoamento do gás do Plangás, a integração dessa malha e também a construção dos terminais de regaseificação, e aí está uma malha bastante robusta. No ano de 2003, nós tínhamos 5.451 quilômetros de gasoduto, e chegaremos a 2010 com 9.265 quilômetros, os senhores tenham absoluta certeza disso.

São projetos que estão indo muito bem, estão muito bem acompanhados, conduzidos pela nossa engenharia, pela área de serviços da Petrobras, e essa quase que duplicação da rede de gasoduto é quem trás para nós a possibilidade de recuperação significativa dos resultados de nossa área. Em azul, são projetos que serão concluídos no próximo mês e ao longo deste ano.

Nosso primeiro terminal flexível GLL de Pecém, essa é uma foto real; é uma bela foto, que nos traz imensa alegria. Exatamente agora, nós temos 11 dias, estamos terminando esse primeiro ciclo de regaseificação em Pecém; duas térmicas: Termofortaleza, uma térmica de ciclo fechado, da Endesa, nós não temos participação nessa térmica, e uma outra térmica nossa, a Termo Ceará, que está operando há dez dias.

Daqui a algumas horas, no meio da madrugada, nós vamos encerrar esse teste; todo esse volume de gás terá sido colocado ao mercado, a menos um volume para manter o navio *cooled*, resfriado, e esse navio vai descer para a Baía de Guanabara e fazer o condicionamento na Baía de Guanabara.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Esse é o outro terminal, o projeto terminal flexível de gás natural da Baía de Guanabara. Eu já pedi ao meu pessoal para tirar essa palavra “projeto”; isso não é mais projeto, isso é uma realidade, uma bela realidade. Nós estamos terminando construção e montagem, faltam alguns dias para terminar, quem chega lá, tem que procurar onde está a obra; mas praticamente concluído, ele é mais amplo, é um terminal de capacidade de 20 milhões m³ por dia; de um navio REGÁS, que é o Winter, é o que está vindo, que também é da Golar, o navio é afretado.

Eu gostaria de dizer para vocês que é a primeira vez que essa tecnologia é usada no mundo. Foi o trabalho de uma conversão de um metaneiro em um navio REGÁS, faz a regaseificação e armazena gás. Nós temos alguns meses ainda para fazer esse condicionamento, aprendemos com Pecém, tenho certeza que com a nossa engenharia e o próprio gás & energia e a Transpetro, parceira desse projeto, que nós vamos conseguir comissionar um tempo bem menor.

Impressiona a nossa capacidade de geração de energia elétrica, 7.135 MW ao final de 2010, com obras que já estão em curso. Não são as novas oportunidades de geração que temos no nosso plano de negócio. Gás natural, óleo e PCH, tudo isso nos traz flexibilidade, não só na movimentação da nossa malha, na importação do gás, mas também na geração substituta, para que possamos atender os mercados térmico e não-térmico, com os quais temos grandes compromissos.

O segundo ciclo é esse de 2011, ou seja, está dentro deste planejamento. A motivação, a expansão do fornecimento de gás é mais flexibilidade de suprimento e mais opções de acesso. Para fazer resultado positivo econômico com gás, você tem que ter suprimento, flexibilidade no suprimento, na forma de você obter o gás e de ofertar o gás.

Então, uma das possibilidades reais que temos é nesse terceiro terminal ter um REGÁS *flex*. O que é um REGÁS *flex*? É um REGÁS que faz a regaseificação, ele recebe o gás natural liquefeito, ele pode revender, re-exportar esse gás, e a depender do fornecimento de gás que tenhamos no E&P, nós podemos vir a ter ainda uma planta de liquefação, para que a gente possa explorar, a título de mercado spot secundário essas disponibilidades de gás. Isso faz parte do plano de negócio, mas nós estamos na fase do FID, do projeto básico, para confirmar os resultados econômicos.

Então, desse segundo ciclo, ampliação da capacidade de transportes de gás, não muito mais gasoduto, mais compressão para ter mais flexibilidade; uma logística adequada, que traga resultados positivos, essa logística que vem da possibilidade de termos mais gás para o nosso mercado; e essa questão que eu acabei de colocar aqui, do terminal REGÁS *flex*.

Nós, hoje, analisamos duas possibilidades de GNL: uma GNL é *off-shore*, a depender do volume de gás que tenhamos do E&P; e uma possibilidade de GNL *on-shore*, uma planta pequena para que a gente possa trabalhar com suprimento e oferta.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Incluindo os nossos investimentos em energia elétrica, nós ficamos de olho na expansão da geração termoeletrica colocada através de leilões pelo Governo Federal e olhamos possibilidades de posicionamento nesse mercado.

Nós poderemos atuar naquele volume adicional que bate em 15.000 MW de energia térmica a gás como fornecedor de gás natural; essa é uma possibilidade. A outra é um prestador de serviços de logística, com gás carimbado, evidentemente. Eu posso ter um gerador que precisa de gás, ele vai ao mercado buscar o GNL, nós fazemos o trabalho de *shipping* com os nossos navios criogênicos e afretados que temos, fazemos o trabalho de regaseificação e o transporte até a porta da térmica, que nós podemos participar ou não. É tudo uma questão de resultado de VPL.

Evidentemente, esse gás estará carimbado e não vai ficar passeando pelo mercado nacional, ele vai para um endereço certo. A viabilidade do negócio se dará na medida da competitividade da geração à gás natural nos leilões.

Concluindo os nossos investimentos, do ano de 2009 ao ano de 2013 totalizam US\$10,6 bilhões, e nós temos um investimento de US\$8,2 bilhões no segmento de gás natural, e US\$2,4 bilhões no segmento de energia. Muitos desses segmentos, especialmente no gás, são atividades que já estão iniciadas, já praticamente na sua fase final.

São diversos projetos, e eu aponto projetos mais no final dessas duas linhas, na área de gás & energia, que é essa terceira planta REGÁS *flex*; possivelmente, a depender do resultado do GNL, um estudo para uma quarta planta de GNL no futuro, e todas as duas estão em projeto básico, no FID.

E na área de energia, nós estamos realmente de olho nas possibilidades de atuarmos como geradores minoritários, de tal forma a incrementar o resultado de nossos projetos; ou seja, além da receita fixa, também aquela receita que advém do custo variável unitário como fornecedores no momento da geração.

Esse é o último slide: é a consolidação da integração da malha de gasodutos. Em uma associação simples, como disse, é impossível imaginar a maior distribuidora de combustíveis da América Latina, como a BR Distribuidora, sem a inteligência fantástica e excepcional que a BR tem de colocação dos seus produtos nos mercados. É impossível. A área de gás & energia precisa ter e está quase atingindo esse valor importante, que é a integração da malha.

Estabelecimento de flexibilidade na demanda e diversificação nas opções na oferta do gás; o meu mercado interno, meu mercado externo. Como atender da forma mais econômica? É preciso ter opção, ter contratos que sejam absolutamente flexíveis. O aumento da capacidade de geração de energia, especialmente à gás natural, uma vez que isso some valor ao negócio de fornecimento para aquela térmica.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Disponibilidade de combustíveis fósseis e renováveis para participação em novos leilões e novas vendas de energia, evitando, literalmente, a canibalização daquilo que nós produzimos. E algo que é uma questão de honra para o gás & energia, e certamente para a Petrobras, a eliminação das penalidades pela falta de gás natural, infra-estrutura de transporte incompleta ou suprimento insuficiente.

Muito obrigado a todos.

Petrobras:

Eu peço desculpas a vocês, são 2 horas e 15 minutos que a gente está falando já, mas são 531 projetos que estão nesse plano de investimento, portanto, a complexidade demonstrada. E eu gostaria de convidar o Diretor Almir para dizer como nós vamos pagar esses investimentos.

Almir Guilherme Barbassa:

Boa tarde a todos. Esse plano foi concebido com uma grande confiança do Conselho e da Diretoria da Petrobras em garantir retorno ao investidor. Esse plano contém, como foi aqui expresso em várias oportunidades, uma visão de futuro; uma visão de que essa Empresa tem uma oportunidade de crescimento e que ela está se valendo e está investindo nessa oportunidade.

Portanto, garantir o retorno ao investidor é uma das premissas deste plano. E também trabalhamos com a preocupação de manter uma estrutura de capital muito boa, muito forte que nos permita pagar o menor custo e nos permita também acesso às fontes mais profundas, que possam nos fornecer maiores volumes de recursos.

Esse volume de investimento colocado até agora, esse volume de projetos mencionado pelo presidente vai demandar financiamentos. E nós temos que manter solidamente os indicadores da Companhia, para que a gente mantenha o acesso às melhores fontes de financiamento.

E temos que garantir isso porque temos que ter flexibilidade. Temos que ter flexibilidade para buscar o recurso que for necessário e ganhar dinheiro com a produção de petróleo, refino, transporte, distribuição, produção de gases, toda essa cadeia aqui exposta.

Vamos ver o retorno ao investidor. A Empresa tem proporcionado um retorno total ao acionista no melhor quadrante, que vocês podem ver aí. O nosso retorno total ao investidor, quando comparado com o retorno sobre capital empregado, nos últimos três anos colocou a Petrobras na melhor posição entre as empresas congêneres.

Olhando para o retorno das ações, que nós já temos o resultado de 2008; em cima nós só temos até 2007, o retorno sobre capital empregado, porque o resultado do ano ainda não foi divulgado. Mas 2008, nós já temos o ano fechado, e podemos ver que nós ficamos no limite



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

inferior do retorno em 2008. Todas as empresas foram negativas, mas fomos mais negativos.

Por quê? Porque nos três anos anteriores nós andamos no pico do retorno, nós demos o máximo. Portanto, tinha espaço e a Empresa foi penalizada pela sua liquidez e pela realização que foi possível fazer com suas ações. Nós temos proporcionado retornos na forma de dividendos crescentes. Nosso lucro é crescente.

Como vocês podem ver, 2008 só se refere aos três primeiros trimestres do ano, e já é maior que o resultado do ano anterior. Então, como nós temos uma obrigação de distribuir 25% do lucro na forma de dividendos, é esperado um dividendo maior do que 2007. Então, nós temos proporcionado um retorno histórico para o investidor.

Do ponto de vista da estrutura de capital, as projeções anteriores de investimento da Petrobras foram sempre crescentes. Nós temos crescido nosso investimento, e passamos da faixa de US\$6 bilhões em 2003 para mais de US\$10 bilhões em 2005, para mais de US\$20 bilhões em 2007. Este ano de 2009, a nossa projeção é de US\$28,5 bilhões, ou R\$60 bilhões, e ano passado, nós vamos ficar um pouco acima de R\$50 bilhões.

E nós fizemos isso usando principalmente a geração interna, a geração operacional de caixa foi um grande provedor de recurso para a Petrobras; ela usou a maior parte do seu caixa para fazer investimentos. Nos anos de 2005 e 2006 nós inclusive reduzimos a nossa dívida. Isso nos proporciona agora a oportunidade de nos endividarmos mais, neste momento em que a Empresa precisa de recursos para fazer seus investimentos.

Nós temos indicadores bastante sólidos. A dívida líquida/EBITDA, nós estamos gerando em termos de caixa na Empresa mais do que o necessário no ano para pagar toda a dívida. Em um ano, nós pagamos a dívida e sobra recurso. Nós estamos em uma posição muito favorável. Nós temos um baixo nível de dívida de curto prazo, como vocês podem ver, a relação de curto prazo sobre longo prazo.

E nós uma relação de dívida longo prazo sobre capital decrescente, e isso nos posiciona, neste momento em que nós estamos com um plano bastante ambicioso, um plano que olha para o futuro, capaz de ser financiado, porque nós temos espaço para tomar recursos no mercado.

E olhando para o passado, nós podemos ver aqui do lado esquerdo que quase todo o nosso investimento foi financiado por fluxo de caixa operacional. Nós adicionamos muito pouca dívida nos anos anteriores de maneira líquida, porque nós trabalhamos, tradicionalmente, muito conservadoramente em termos de preço, e os preços se realizaram melhores do que tínhamos projetado.

Com isso, nós pudemos financiar o nosso investimento com muito pouca dívida, e agora o plano 2009-2013 prevê uma adição maior de dívidas. Mas essa adição maior de dívidas é



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

fundamentada também por preços muito conservadores. Nós trabalhamos com faixas de preços muito abaixo do que a média da expectativa do mercado.

Aqui, nós temos o preço maior que nós trabalhamos para efeito de financiabilidade, que é o preço de referência, que vocês vêm do lado direito, e com esse preço nós seríamos capazes de gerar praticamente US\$150 bilhões de caixa livre após pagar dividendos na Companhia, para um total de investimento de US\$174,4 bilhões.

Portanto, a nossa alavancagem — esqueça aqueles números ali e coloquem no lugar deles 35% — 35% é nossa meta maior de alavancagem; nós devemos trabalhar entre 25% e 35%, e vamos fazer os ajustes que forem necessários para manter essa alavancagem na Companhia.

Aqui estão os preços a que eu me referi antes. US\$37, US\$40 e US\$45 são os preços de robustez, e para efeito de programação financeira, trabalhamos os dois primeiros anos com os preços de robustez. Trabalhamos com US\$37 este ano e com US\$40 para o ano que vem, e com esse preço calculamos qual era o caixa gerado e quanto nós precisaríamos captar para atender ao programa que vocês viram até agora.

E não colocamos como origem o custo, que pode ser reduzido. Aí nós temos indicações de que os custos do investimento podem ser reduzidos, têm espaço para serem reduzidos. Vejam na curva azul, a curva de cima, como caiu o preço do petróleo; o preço do petróleo é um componente importante na determinação dos preços. E aí vieram outros, commodities, aço e outras coisas, que deram e dão oportunidade para redução de custo. E a redução de custo, para nós, é mais uma fonte de financiamento.

Nossas fontes de recursos, as principais variáveis que afetam o caixa estão aí discriminadas. É o preço do petróleo, aqui e lá fora, câmbio, o percentual da execução do plano; o plano, se executado como está hoje, aos preços de hoje, gastaríamos US\$174,4 bilhões. Usualmente ficamos um pouco abaixo desse valor, porque ele é sempre colocado como um desafio muito grande para a Companhia. Então, é mais uma folga que temos, do ponto de vista de caixa.

O custo de capital ali é o custo do investimento, que é uma outra fonte de financiamento, como eu já disse.

Colocando o programa que temos para 2009 e 2010, a US\$37 e US\$40, nós estaríamos gerando nesses dois anos US\$10,5 bilhões e US\$16 bilhões depois de pagar dividendos. Como o investimento é US\$28,6 bilhões este ano, e a média dos outros anos, a média de cinco anos é de US\$35 bilhões, então tomando a média, estaríamos precisando captar cerca de US\$18 bilhões a US\$19 bilhões nesses dois anos.

E como nós vamos fazer? Neste momento, com essa crise, com todas as dificuldades que existem, seria muito complicado sairmos com um plano que não tivesse pelo menos o primeiro ano inteiramente financiado, e é o que nós fizemos. O primeiro ano está 100%



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

garantido. Nós temos R\$25 bilhões já garantidos pelo BNDES e R\$25 bilhões com um prazo de 30 anos. É um prazo em que o pré-sal já estará produzindo há bastante tempo, teremos sobra de caixa até para fazer um pré-pagamento, provavelmente.

Temos pré-financiamento obtido no final do ano passado, R\$2,5 bilhões, e negociamos com um *pool* de bancos um adiantamento de R\$5 bilhões que será refinanciado no mercado de capitais a seguir.

Com isso, o ano de 2009 está garantido. Para 2010 nós temos, do BNDES, mais US\$10 bilhões, ou R\$20 bilhões, sem contarmos aí com a redução de custo, que poderá vir a ser uma fonte importante de financiamento. A Petrobras, como colocado até agora, é uma empresa que vai ter produção crescente, e com produção crescente nós teremos oportunidades de nos financiarmos com base no fornecimento especial com essa produção.

Nós teremos oportunidades também de nos financiarmos como grandes compradores que somos. Para fazer esse investimento, com todo o conteúdo nacional que teremos, ainda seremos grandes importadores de bens, serviços e equipamentos, e com a importação nós podemos garantir fontes de financiamento a custos bastante competitivos, talvez indisponíveis em muitas situações. São endereçados para essas circunstâncias.

Portanto, a Empresa conta com um plano robusto e com a financiabilidade garantida também nesses dois anos que seguem e provavelmente pelo restante, porque vamos nos ajustar para fazer o financiamento do plano até 2013. Muito obrigado.

Alan Kardec Pinto:

Boa tarde para as senhoras e para os senhores. Nós temos um plano de investimento aprovado pela Petrobras de US\$2,8 bilhões para biocombustíveis, dos quais US\$2,4 bilhões destinam-se à produção de etanol e biodiesel. Isso está a cargo da Petrobras Biocombustível. E outros US\$400 milhões que estão a cargo da própria Petrobras, na área do abastecimento, do Diretor Paulo Roberto, que estão ligados à parte de logística, já que a logística continua com a Petrobras.

Esses US\$2,4 bilhões de investimento na produção de biocombustível podem parecer, frente a esses mega números da Petrobras, um valor pequeno. Mas eu posso adiantar para as senhoras e para os senhores que, como atividade de biocombustível, é um valor extremamente significativo e vai permitir à Petrobras Biocombustível, ao sistema Petrobras, participar empresarialmente de um aumento de demanda que já está acontecendo e vai acontecer no mundo, decorrente de necessidades ambientais e de garantir o suprimento energético para aqueles países que são importadores de energia, principalmente os países desenvolvidos, que importam boa parte de sua energia, principalmente o petróleo, de outras fontes.

Então, é uma oportunidade empresarial excelente que se abre para a Petrobras, já que o Brasil é um país que tem uma das melhores condições de fornecer para si próprio, como já



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

fornece, e para o mundo a energia do biocombustível, que é um componente muito importante da energia renovável, que o mundo está caminhando, inclusive em vários países com demandas que estão sendo legais, ou seja, é preciso introduzir um percentual de energia renovável em sua matriz energética.

E nesse contexto, o biocombustível aparece como uma energia mais à mão para poder fazer isso no curto prazo, e o Brasil é seguramente um país que tem as melhores condições de atender a essa demanda mundial.

Então, essa questão desse investimento da Petrobras aplicado significa um aumento significativo em relação ao plano de negócios anterior, 2008-2012, e que vai permitir uma alavancagem de negócios muito grande nessa área de biocombustível para a Petrobras.

Nós temos vários investimentos que já foram analisados no ano passado, em 2008. Já que a Diretora Graça falou que a área do gás e energia ainda é nova, a área do biocombustível é muito nova, vinha sendo tratada na Petrobras e depois foi criada a Petrobras Biocombustível, em meados do ano passado, e nós ficamos no 2S08 consolidando a Empresa, definindo prioridades, discutindo com o nosso Conselho e com a Petrobras quais seriam os direcionadores desse negócio, que foi consolidado nesse plano de investimento de US\$2,4 bilhões.

A Petrobras Biocombustível é uma empresa global, com investimentos prioritariamente no Brasil, 91% desse investimento que está aprovado pelo Conselho da Petrobras é para ser feito no Brasil, destinando 9% para três investimentos no exterior: um na Europa, um na África e um na América do Sul. Esses investimentos no exterior são importantes porque, no caso da Europa, facilita muito a introdução do biodiesel no continente europeu. O óleo vegetal será produzido aqui no Brasil e transformado em biodiesel na Europa, e com isso nós vamos ter, basicamente em Portugal, a porta da Europa aberta, seremos parceiros de uma empresa portuguesa.

No caso do etanol na América do Sul, é também para criar fontes alternativas de produção, já que não poderemos sonhar que países introduzirão o biocombustível em sua matriz energética dependendo de poucos ou de um único país no caso de exportação de etanol. É preciso que haja garantia de suprimento para os países importadores encorajarem, como estão fazendo, a introduzir um percentual de biocombustível em sua matriz energética. E na África também, estamos estudando um projeto de biodiesel.

Basicamente, com relação ao biocombustível, era isso que eu tinha a dizer. Fico à disposição, agora, para perguntas.

Petrobras:

Podemos começar a sessão de perguntas e respostas.

Heitor, (74:30) Investimentos:



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

O Dr. Almir Barbassa comentou a respeito de US\$5 bilhões que seriam advento do mercado de capitais. Eu gostaria de um detalhamento sobre esses US\$5 bilhões, se vêm do mercado de ações, debêntures, bancos; como é que isso vai ser aberto? E se haveria ou não uma chamada.

Almir Guilherme Barbassa:

Seria mercado de capitais, dívidas; debêntures.

Heitor:

Obrigado.

José Alves Bento, investidor:

A primeira pergunta é mais um esclarecimento, porque o investimento no pré-sal, entendi que é US\$111 bilhões, mas há parceiros da Petrobras. Qual é o investimentos dos parceiros da Petrobras? E também, no valor total, em bilhões de barris, qual é a participação da Petrobras e dos parceiros? Essa é a primeira pergunta.

A segunda é a seguinte: considerando os aspectos e premissas de competitividade, retorno ao investidor e dificuldades presentes de capitais, eu pergunto se não seria uma alternativa mais interessante, ao invés de construir três novas refinarias, excluindo o Comperj, ampliar as já existentes.

José Sérgio Gabrielli:

Em relação às parcerias, eu vou pedir ao Luciano para falar, mas eu gostaria de falar um pouco antes. Nós temos, hoje, aproximadamente, no total das áreas concedidas, 60% da áreas cedidas, e os parceiros devem ter aproximadamente 40%, portanto os investimentos são equivalentes a isso.

US\$111,4 bilhões é um investimento até 2020, e US\$28,6 bilhões é um investimento até 2013. As duas coisas, no entanto, ainda estão sujeitas a negociações com os parceiros, porque em cada bloco nós temos estruturas de parcerias distintas e temos que, portanto, fazer as negociações adequadas com os parceiros em cada bloco.

Luciano Santos de Sousa:

É isso mesmo, Presidente. Os US\$28 bilhões até 2013, US\$18 bilhões da Bacia de Santos e US\$10 bilhões da Bacia do Espírito Santo, que é 100% Petrobras. Então, dos US\$18 bilhões da Bacia de Santos, em média a Petrobras tem 61%.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Paulo Roberto Costa:

Referente à parte das refinarias, a Petrobras colocou em operação a última refinaria no ano de 1980, então já se vão 29 anos que entrou a refinaria do Vale do Paraíba, São José dos Campos. De lá para cá nós tivemos vários *upgrades*, vários aumentos de capacidade das refinarias, modernização. Então, o parque de refino não ficou estagnado de 1980 para cá.

Mas existe uma limitação econômica em termos de ampliação. Então, as últimas ampliações que nós vamos fazer, que eu citei aqui, que são Replan, 33.000 barris; Revap, 10.000 barris; e Repar, 25.000 barris, são as últimas ampliações econômicas, porque não há possibilidade de novas ampliações usando o mesmo *site*, a mesma infra-estrutura, a mesma utilidade que você tem nas refinarias atuais, o *upside* de modo geral. E para fazer qualquer outra ampliação, já se tornaria anti-econômico.

Então, de 1980 para cá o que foi feito foi isso, até agora entraram novas refinarias, e expressamos a nossa possibilidade de aumento econômico nas instalações existentes. Então, para termos capacidades adicionais de modo a atender o mercado brasileiro e até termos excedentes para exportação baseados no crescimento da produção interna, nós precisamos fazer novas refinarias.

Petrobras:

Só para adicionar um pouco, além disso, as refinarias funcionam quase como safras de refinarias. As refinarias, hoje, que têm mais perspectiva de continuar existindo no futuro são refinarias que têm maior flexibilidade no tipo de matéria-prima utilizada, são refinarias que têm maior flexibilidade na composição do produto. E para você obter esse tipo de flexibilidade no insumo e na produção, a transformação das refinarias existentes muitas vezes se torna economicamente inviável em comparação com construção de novas refinarias. Mesmo que nossas refinarias fiquem mais caras. É por isso que comprar refinarias às vezes é mais barato do que fazer refinarias.

Participante:

Boa tarde a todos. Vou parabenizar a Empresa, o Gabrielli, toda a Diretoria pela excepcional apresentação. Eu queria saber o seguinte: nos números do Exame 2007, a Petrobras vende US\$102 milhões, que representa mais do que as outras dez abaixo dela, quer dizer, a Petrobras sozinha exporta mais. Qual é o volume estimado de vendas, considerando o plano estratégico? É a primeira pergunta.

E vocês vão praticamente dobrar a capacidade produtiva, vai passar cerca de 2 bilhões para 5 bilhões de barris por ano ao final do plano. Em termos de pessoal, eu espero que não vá dobrar. Então, qual é a estimativa? Se contratou nos últimos cinco anos 20.000 pessoas que estão sendo capacitadas, qual é o número, mais ou menos, estimado? Depois tem a questão do gás.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

José Sérgio Gabrielli:

Evidente que nós não vamos aumentar na mesma proporção o número de pessoal. Ao contrário, particularmente para o pré-sal, nós queremos reduzir o número de pessoas embarcadas. Nós queremos caminhar para o máximo possível de automação, portanto não vai crescer o número de pessoal na mesma proporção que a produção que nós temos.

No entanto, vai ter necessidade de crescer. Como eu disse, nós temos 40% do nosso pessoal com menos de oito anos de Companhia, e temos 60% com mais de 18 anos de Companhia. Portanto, nós temos um *gap* durante os anos 90, que não contratamos ninguém, e esse pessoal vai se aposentar e nós precisamos substituí-los. Além disso, com o crescimento nós vamos precisar de mais gente, mas com certeza não vai ser o dobro.

Em relação às vendas, eu pediria ao Paulo para comentar.

Paulo Roberto Costa:

Estamos em um esforço muito grande na parte de líquidos, parte de petróleo, derivados e GLP, de um equilíbrio de balança; vamos divulgar amanhã o resultado da balança 2008. Mas o que se projeta para frente é um crescimento da produção de petróleo.

Obviamente, pela capacidade de refino, não vamos ter condição de usar esse petróleo aqui nesse período, até a entrada das novas unidades, e vamos ter que exportar, então, esse petróleo.

E existe, hoje, um programa dentro da Companhia, que começou a ser implantado por volta de agosto, setembro do ano passado, bastante exitoso, que é uma otimização muito forte da produção de diesel nas refinarias atuais. Fizemos um trabalho muito grande com o nosso quadro técnico, mais o pessoal dos centros, de modo que conseguimos até agora, nesse período de setembro para cá, uma média em torno de 35.000 a 40.000 barris de diesel a mais usando o mesmo hardware existente. E como o diesel é o que pesa mais nas importações, esse resultado, como nós tivemos agora o calendário completo, vai ter um valor muito significativo.

Então, no ano de 2009 nós devemos ter uma redução na importação de diesel, mesmo com o crescimento de mercado, e vamos ter um aumento na exportação de petróleo por não termos capacidade de refino aqui no Brasil. Então, em termos de balança, vamos ter um ano bastante adequado e bastante positivo na balança de pagamentos.

E à medida que as refinarias entrarem, as refinarias novas já estão otimizadas para diesel, então, por exemplo, nas duas *premium* e na Refinaria do Nordeste nós não vamos ter produção de gasolina, é só produção de diesel, de nafta, de GLP e de QAV, de modo a atender o mercado interno. Hoje, nós temos excedente de gasolina, então não há sentido aumentar esse excedente, e nesse próprio trabalho hoje, da geração de diesel, estamos



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

reduzindo também, dentro da possibilidade técnica e econômica, a redução na produção de gasolina.

Então, a tendência no futuro é uma balança bastante interessante em termos de valores positivos para a Empresa.

Participante:

A segunda questão e a questão do gás. O Presidente falou do ponto geopolítico, a Maria das Graças falou que é interessante continuar importando. Mexilhão vai entrar em produção em 2010; em que ponto a Petrobras e o Brasil se tornam independentes do gás boliviano, do Sr. Morales? Ou isso não é interessante economicamente, no plano de vocês?

Maria das Graças Foster:

Se você olhar apenas pela racionalidade econômica, esse é um fornecedor de combustível e de gás extremamente interessante ao Brasil, porque são reservas que nós conhecemos, nós somos operadores, produtores de gás na Bolívia, é gás não-associado, a um custo de produção relativamente barato.

Então, nós temos efetivamente uma âncora firme de fornecimento de gás, e a avaliação que eu tenho, ainda que tenhamos esses “soluços” vez por hora, é da manutenção desse suprimento ao longo do tempo; evidentemente que o Brasil em uma condição completamente diferente.

Nós temos, sim, possibilidades reais de crescimento da oferta de gás nacional para o Brasil, grande parte do nosso gás é gás associado; o pré-sal pode revelar surpresas interessantes, uma vez que se defina o modelo de recuperação dessa produção, qual vai ser o modelo, o ciclo de injeção para que tenhamos o máximo da produção de óleo e, conseqüentemente, com o volume de gás que vem para mercado. Mas o gás firme, como suprimento, o gás da Bolívia é fantástico.

E Mexilhão entra, mas está na conta, está vendido. Então, todo esse gás que vem até 2013 tem nome, telefone e endereço para ser entregue, e eu quero mais gás para fazer mais resultado, em uma condição de flexibilidade e opção diversa, para que possamos trazer o máximo de resultado econômico para a Companhia nessa combinação de suprimento.

Mas o gás da Bolívia é muito conveniente, para o Brasil e certamente para a Petrobras.

Augusto Mendonça, SINAVAL:

Boa tarde. Em primeiro lugar, queria cumprimentá-los pelo plano. Acho que ele mostra que realmente a Diretoria da Companhia está envolvida com o compromisso de fazer crescer a Companhia e fazer crescer o mercado brasileiro, e gostaria de cumprimentá-los pela



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

coragem de elaborar um plano desses, principalmente olhando como está o mundo e a crise lá fora.

Mas a minha pergunta é voltada um pouco mais para a questão material. Estou vendo aqui uma quantidade de empreendimentos a ser realizada no período bastante expressiva, e não é a primeira vez que eu vejo o Presidente falando do *gap* da mão-de-obra, que também aconteceu no nosso setor, uma quantidade de gente bastante jovem dentro da Companhia.

E principalmente porque o Diretor Duque não está participando aqui, eu queria saber, dentro do corpo técnico da Petrobras, considerando que vemos como a Petrobras trabalha em desenvolvimento de projeto e tem pessoal próprio acompanhando os empreendimentos e tudo isso, se foi analisada a disponibilidade de pessoal para gerir e acompanhar todos os projetos previstos no plano de investimento.

Petrobras:

No plano 2008-2012, nós tínhamos uma previsão de aproximadamente 14.000 novas admissões para a Petrobras, e precisaríamos treinar em torno de 160.000 pessoas para a cadeia como um todo até 2010.

Este plano, evidentemente, achamos que vai demandar provavelmente um pouco mais de treinamento para a cadeia, mas, para a Petrobras, o crescimento de pessoal não deve ser muito grande, porque muitas das unidades novas que nós queremos incluir no plano são unidades que terão pouco impacto sobre pessoal, uma vez que nós queremos aumentar a automação dessas unidades. Mas vai ter aumento de pessoal, sim.

Acho importante chamar a atenção de que lançar este plano, com esse investimento, com 531 projetos no plano, nesse momento de crise internacional, de um lado é um desafio, uma ousadia, mas, de outro lado, também é a tentativa de usar mais fortemente o poder de compra que nós temos.

Então, a atração de capital para o Brasil será, talvez, um elemento muito importante, porque nenhum outro lugar, particularmente na área naval, tem um pacote semelhante a esse em termos de compras. Nós estamos vendo aí, provavelmente, coisa em torno de 400 navios até 2020, de todos os tipos. Ninguém vai fazer isso no mundo.

Então, se nós vamos fazer aqui, teremos que trazer para cá a indústria que está fora. Nós temos 28 sondas de alta profundidade a partir de 2013 para sair para o mercado brevemente; ninguém está fazendo sequer coisa parecida no mundo.

Se nós vamos fazer isso aqui, e queremos que seja no Brasil, acredito que nessa situação de dificuldade, provavelmente termos melhor condição de atrair mais capitais para o País.

Carlos Maurício, Associação Brasileira de Engenharia:



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Nós da Associação víamos com uma expectativa muito grande a divulgação desse programa. Para nós, da ABENI, o programa excede o que nos esperávamos, e é com muita alegria que nós vemos que em um momento desses, de grande incerteza, a Petrobras tem a coragem de fazer um plano tão forte, tão ousado. Nós da ABENI pretendemos neste momento reafirmar os compromissos que tínhamos até então de trabalhar junto com a Petrobras, trabalhar junto buscando melhores condições, principalmente prazo e produtividade, competitividade para a indústria como um todo.

E nós entendemos que o que nós conseguimos até então foi a partir de uma manifestação política da Petrobras que colocou o índice de nacionalização nos seus projetos. Essa manifestação fez com que as empresas tivessem coragem para investir, acho que motivou as empresas de fora a virem para o Brasil buscar novas parcerias, e com isso, fortaleceu a indústria nacional, não somente pelos investimentos feitos pela própria indústria, como também pelas associações feitas.

Então a nossa pergunta é o seguinte: essa determinação de nacionalização, para nós tão importante, vai ser mantida nos planos?

Petrobras:

Ela está claramente mantida, nós provavelmente vamos aumentar inclusive em alguns setores e alguns segmentos o índice de nacionalização, mas ela tem que ser acompanhada claramente, uma mensagem muito clara, a ABENI tem sido uma parceira na montagem da carteira produtiva, muito clara de que nós não vamos validar sobre preço. Nós não vamos validar, custos para nós, preços para quem está oferecendo o equipamento ou sistema, que sejam não-compatíveis com os preços de petróleo de hoje.

Conseqüentemente, nós vamos ter muita reunião e muita discussão com os fornecedores, porque nós vamos manter o conteúdo nacional, mas vamos chegar ao limite da negociação, e inclusive, se não chegarmos a conclusões, como nós temos prazos a cumprir, vamos abrir qualificações internacionais em alguns casos.

Paula Kovarsky, Itaú Corretora:

Boa tarde a todos. Eu gostaria na verdade de fazer duas perguntas. A primeira delas é com relação ao desenvolvimento dos projetos de pré-sal. Vocês colocam que três projetos importantes, Tupi, Iara e Guará, estariam tendo a primeira parte de seus projetos acontecendo já no horizonte deste plano, antes de 2013. No entanto, nada se falou sobre a discussão regulatória em torno do pré-sal, e principalmente na questão da questão da unitização; parcela importante dessas reservas, conforme já até dito em apresentações da Companhia, podem ou provavelmente vão além dos limites dos blocos já licitados. Portanto eu queria saber como é que a Petrobras pretende continuar junto com os seus parceiros, continuar os seus investimentos. Dadas essas incertezas, já existe alguma clareza nesse sentido?



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

A segunda pergunta seria na área de gás e energia. No plano na área de E&P aparece um crescimento expressivo da produção de gás doméstico, algo como 50% entre 2009 e 2013, mas no entanto os números apresentados pela área individualmente são de disponibilidade para o mercado *flat*. Isso significa que a Petrobras já tomou ou está próxima de tomar uma decisão de vir a ser um exportador de gás nessa diferença de volume? E de que forma isso se conecta com os volumes expressivos de gás que muito provavelmente tem no pré-sal, como vai ser escoado? Eu imagino que seja também uma questão importante também dentro dessas reservas.

Petrobras:

Vou começar sobre a questão do marco regulatório e pré-sal e depois os representantes das áreas, a Diretora, podem detalhar um pouco mais. O nosso plano estratégico está baseado no marco regulatório existente hoje. O marco regulatório existente hoje diz que temos áreas concedidas; essas áreas concedidas pertencem às concessionárias para o desenvolvimento, nós temos planos de avaliação e planos de desenvolvimento. Planos de avaliação em avaliação, e vamos ter planos de desenvolvimento assim que eles forem aprovados e declararmos a comercialidade.

E se as áreas concedidas tiverem necessidade de unitização com as áreas vizinhas, vai haver um processo de unitização. Esse processo de unitização tem que ser iniciado previamente ao início de produção, porém nós estamos baseando nosso plano exclusivamente nas áreas concedidas, não estamos considerando as implicações da potencial unitização que possa vir a ocorrer.

O marco regulatório está em discussão. Nós estamos, portanto, no suposto de que o marco regulatório não alterará as condições dadas para as concessões existentes.

Em relação à incerteza regulatória, portanto, nós consideramos que a incerteza regulatória, se existe, existe para as áreas ainda não concedidas. Portanto, isso será definido no momento adequado pela comissão ministerial, que irá propor ao Presidente da República uma alternativa para isso.

Paula Kovarsky:

A pergunta era sobre o crescimento expressivo da produção de gás.

Francisco Nepomuceno:

O Diretor vai complementar sobre a tenda. Eu só queria esclarecer duas coisas. Primeiro, quando falamos de produção de gás é uma coisa, quando falamos de disponibilidade de disponibilidade da oferta é outra coisa. Nós vimos que a Maria das Graças demonstrou o gás que ela tem para ofertar.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Quando falamos de produção, a gente tem algum sistema de injeção que a gente usa em varias áreas. No pré-sal em particular, estamos discutimos algumas opções. Para aumentar a recuperação do óleo no primeiro momento, vamos fazer injeção de gás; vai ser alternado, gás e água, para aumentar substancialmente o fator de recuperação.

Como isso está em estudo, está em estudo qual é o melhor modelo dessa produção, nós temos dizendo que há um gás para ser ofertado ao mercado para ser vendido, e outro gás que a gente, no primeiro momento, vai usar alternando a injeção de água e gás para aumentar o fator de recuperação, que é muito expressivo.

A Maria das Graças vai falar sobre números da sua venda, mas a diferença que tem entre os números que eu falei é sobre produção e a outra é a oferta de gás. Levando em consideração que na produção de gás, alguma parte desse gás será injetada para a produção do óleo.

Maria das Graças Foster:

É isso. Previsibilidade no médio prazo, mas o volume que nós levamos a mercado é um volume que nós realmente dispomos. Então, as vendas futuras no mercado spot se dão através de aquisições spot também. Uma vez que firme a produção de gás em uma determinada região produtora, aí sim eu posso levar esse gás para venda.

O que é muito interessante é a flexibilidade que os terminais de gaseificação dão. O E&P tem um grau de liberdade maior a fazer a melhor movimentação de suas ondas, a buscar o melhor da injeção em termos de resultados econômicos globais para a Companhia, e com o gás, que fica para o gás & energia buscar os melhores resultados.

A flexibilidade dos terminais é muito grande, porque na falta de alguns volumes, eu posso buscar mercado. E quando o gás vem, eu posso não buscar a mercado se eu estiver trabalhando no spot.

E no intervalo de tempo de um ano a dois anos no máximo, nós teremos um valor mais firme desse volume disponível, e aí vale o que o nosso Diretor de Exploração e Produção tem colocado, e nosso Presidente também, que nós devemos buscar modais alternativos no que se refere à logística e uma unidade flutuante de GNL. Ainda que não haja no mundo nenhum modelo em operação, nós temos recebido vários contatos de grandes operadoras para que tenhamos a primeira unidade, quem sabe no pré-sal. Nós estamos juntos, trabalhando muito com algumas opções, e aí sim o negócio fica completamente fechado, ele fica de fato flexível, de fato traz opções.

Eu não sei se é porque eu passei 18 anos no E&P, na área de perfuração, eu entendo perfeitamente bem essa questão da disponibilidade do gás. Você só não pode vender o que não tem.

Paula Kovarsky:



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

OK. O Dr. Barbassa mencionou que do número anunciado de pré-sal, já havia uma premissa de uma redução de custos da ordem de US\$50 bilhões, redução essa que seria resultante de uma premissa de um fluxo maior de produção por poço, diminuindo o número de poços por plataforma que precisariam ser conectados. Eu só queira saber a que período ele se refere, com que número ele está comparando essa redução de US\$50 bilhões.

Petrobras:

Essa redução de US\$50 bilhões que foi mencionada de manhã se refere essencialmente à redução dos números de poços para atingir o mesmo volume de produção com novos processos de locação.

Paula Kovarsky:

Mas isso em um horizonte até 2020, Gabrielli?

José Sergio Gabrielli:

Não. O que foi colocado é o seguinte: em dezembro nós simulamos, colocamos a FPSO com uma certa quantidade de poços, por exemplo, 30 poços, para a plataforma para produzir 100.000 barris por dia por plataforma.

Você vê agora no final do ano, isso foi em fevereiro de 2008, em dezembro depois de várias simulações, com a capacidade de produção dos poços, com a capacidade de injeção de água, a capacidade de levantar, nós reduzimos essa quantidade de poços, que pode ser, por exemplo, 20 poços por plataforma, e a plataforma em vez de ser de 100.000 seria de 120.000 barris. Só esse movimento que foi simulado em laboratório, que era capaz de produzir isso, reduzia o investimento inicial em US\$50 bilhões.

Paula Kovarsky:

OK. Mas isso se compara então com os US\$111 bilhões que vocês mencionaram até 2020?

Petrobras:

São dados hipotéticos até 2020. São situações hipotéticas sobre número de postos que nós precisamos para atingir a produção que nós precisamos. Colocando isso nos nossos modelos, isso reduz em nível de centenas os poços necessários para atingir a mesma produção.

Paula Kovarsky:

OK. Muito obrigada.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Emerson Leite, Credit Suisse:

Boa tarde a todos. Duas perguntas também, se for possível. A primeira pergunta é em relação à financiabilidade do plano. Eu observei aqui que a robustez está apertada a US\$45, inicialmente um pouco mais baixa, mas depois estabilizando a US\$45, o que dá a entender que os projetos do pré-sal, pelo menos esses que vocês estão mencionando, são viáveis a US\$45, mas que a geração de caixa no período até 2013, da ordem de US\$150 bilhões, seria baseada a um Brent de US\$66 por barril, que obviamente mostra uma visão de financiamento em um cenário de petróleo mais favorável que o cenário atual.

Eu gostaria de saber qual é o plano B. Ou seja, se o petróleo não se concretizar nos patamares que vocês estão almejando, já que em outros planos vocês sempre se valeram de um nível de petróleo mais conservador, como se dará a priorização de projetos a não serem realizados? Ou seja, as refinarias, por exemplo, podem ser deixadas para mais tarde para focar no pré-sal? Como a Empresa irá gerenciar um cenário onde o petróleo eventualmente não seja esse que está planejado?

E a segunda pergunta, se fosse possível detalhar um pouco mais essa questão da melhora de produtividade no pré-sal. Eu entendi aqui a explicação da simulação dos 30 poços para 20 poços. É essa a configuração básica que vocês estão imaginando? Sistemas com 20 poços por plataforma? E se sim, eu gostaria de saber qual é o investimento estimado com sondas de perfuração? Qual é a premissa de custo diário de sonda nessa estimativa que está sendo adotada aqui no plano? Muito obrigado.

José Sergio Gabrielli:

Emerson, muito obrigado pela pergunta. Você como sempre quer saber detalhes que às vezes não podemos dizer, porque não sabemos. Com relação à financiabilidade, eu vou pedir ao Diretor Almir para comentar com mais detalhes, mas eu queria chamar a atenção que existem três questões novas em relação aos planos estratégicos anteriores.

Primeiro, nós estamos dizendo que temos uma faixa de análise de financiabilidade de preço. Nós estamos projetando, não que nós achamos que o preço seja esse, estamos projetando uma receita com base em um preço de robustez de US\$37, US\$40 e US\$45 e estamos projetando uma outra receita com referencial que vai até US\$71 se não me engano no pico e no longo prazo chega a US\$60.

Nesses, nós achamos que a financiabilidade vai ser analisada nesse intervalo. Então nós temos uma folga de receita própria neste intervalo. Por outro lado nós estamos projetando os investimentos no pico do preço que nós consideramos que é o preço atual.

Portanto, nós temos uma folga de que quanto mais eficazes nós sejamos na redução dos custos, menos necessidade de financiamento nós vamos ter. Mas os detalhes, em relação à melhoria da produtividade, depois eu peço ao Nepomuceno, solicitando a ele que não dê



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

exemplos de números, porque senão fixam os números e o hipotético vira como se nós estivéssemos dizendo que vamos ter 30 ou 20 poços por FPSO.

Emerson Leite:

Mas Gabrielli, obrigado pela explicação, só para insistir nessa questão da financiabilidade, na apresentação vocês colocam um cenário de geração de caixa operacional de, se eu não me engano, US\$148 bilhões no período. E se eu não me engano, essa premissa tem por trás o preço Brent médio de US\$66. A minha preocupação é que em um cenário mais conservador de Brent, vocês não gerariam esse montante e, portanto, toda a capacidade de investir US\$35 bilhões por ano fica comprometida. Nesse cenário, haveria uma priorização dentro do upstream, ou não? Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Emerson, nós estamos trabalhando muito conservadoramente nos dois primeiros anos. Trabalhamos com US\$37 e US\$40, estamos com a financiabilidade garantida nesses dois anos. Dois anos é um prazo suficientemente longo para fazermos os ajustes que forem necessários, estudados cuidadosamente, a tempo e na hora para, se for necessário, ajustar o plano. Ocorre que neste ano de 2009, um ano crítico, um ano em que provavelmente teremos a pior situação da crise corrente, e a partir daí espera-se que haja recuperação na economia mundial, portanto, responda os preços também do petróleo.

Portanto, aquela faixa que nós colocamos é a faixa esperada da financiabilidade, como disse o Presidente, e não para a avaliação de projetos. Dentro da faixa, no que é mais conservador, preço de US\$37 e US\$40 para 2009 e 2010, custos correntes, isso dá uma flexibilidade já bastante grande. Ou prevalece um ou prevalece o outro. Se os custos correntes prevalecerem, é porque o preço do petróleo deve estar se recuperando, ou vice-versa, o custo vai baixar ao preço corrente, o que nos dá uma folga bastante que pode ser substancial neste momento.

Mas nós temos muita flexibilidade em termos de financiamento, como eu já explicitiei, na busca de fontes não convencionais, e até mesmo as convencionais, que eu acredito que retornarão no prazo de dois anos.

José Sergio Gabrielli:

Vale a pena, só para dizer alguns números grosseiramente, nós temos entre US\$37 o barril e US\$58 o barril previstos para 2009, considerando grosseiramente que nós temos uma produção de 2 milhões de barris por dia, temos uma enorme variação da porcentual possibilidade de receita em 2009, a depender do que vai acontecer no preço do petróleo no 2S, que a projeção, se nós olharmos o mercado futuro, hoje e três meses adiante, a curva é de crescente preços no futuro. Mas nós não estamos usando esses dados, nós estamos usando US\$37, e mesmo com US\$37 nós viabilizamos os investimentos para 2009 e 2010, US\$37 e US\$40.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Emerson Leite:

Está ótimo, Gabrielli. Obrigado.

Francisco Nepomuceno:

Só para fazer aqui para o Emerson que gosta de fazer cálculos lá com o número de poços e números de plataformas para calcular economicidade. Eu queria dizer o seguinte: nós temos trabalhando muito nesses dois anos sobre a caracterização do reservatório do pré-sal. Nós já sabemos pelos testes que nós fizemos que eles têm alta produtividade, os reservatórios.

A nossa pergunta agora é: se eles têm alta produtividade, quanto nós podemos produzir por poço? Isso é o nosso estudo todo dia de caracterização de reservatório, exatamente, qual é a capacidade dele produzir. É por isso que nós temos, e quando a gente faz a simulação injetando gás e água, alternadamente, a gente começa a ter desempenhos diferentes nos poços. É por isso que estamos estudando todo dia para caracterizar melhor esse reservatório.

Então, uma redução de 30%, não vale a pena falar do exemplo, porque eu digo que 30% de trinta pontos, dos 10 pontos para 24 plataformas e eu sou capaz de colocar as plataformas produzindo com a mesma quantidade. Isso depende de como é a caracterização do meu reservatório e quanto eu posso abrir e produzir por poço, pela caracterização.

Estou dizendo que entre a primeira simulação que nós fizemos e a segunda simulação que nós fizemos, nós estamos muito confiantes que nós conseguimos reduzir em 30% a quantidade de poços e reduzimos US\$50 bilhões dos investimentos necessários para a primeira simulação e para a segunda simulação.

Nós não temos dúvida que há alta produtividade por poço e nós temos que entender quanto que podemos produzir por cada poço. Esse é o estudo de caráter regulatório que nós temos feito em cada poço. E o TLD, que será feito agora em março, em Tupi, é exatamente para estudar quanto que a gente pode produzir por poço.

Emerson Leite:

Certo. E dentro dessa conta, essa economicidade de US\$45 para robustez, ela se aplica para todos os projetos do pré-sal no plano ou só para os projetos iniciais, projetos pilotos?

Petrobras:

Os US\$45, Emerson, são para o portfólio como um todo. São 531 projetos, incluindo os projetos do pré-sal, vai somar todos. Nós não estamos usando os US\$45 na avaliação de projeto a projeto, nós estamos avaliando os US\$45 para o portfólio como um todo.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Emerson Leite:

Está ótimo então. Muito obrigado.

Christian Audi, Santander:

Obrigado. Gabrielli, eu tinha duas perguntas. A primeira: vocês têm mencionado muito o potencial de os custos caírem. Daria para vocês nos darem um pouco mais de detalhes, por exemplo, de em que setores, se é no *upstream* ou se é no *downstream*, onde você vê uma capacidade mais significativa desses custos caírem dado à contínua queda no preço do petróleo? Só para que a gente possa entender um pouco mais a potencial magnitude de que esses custos poderiam cair.

José Sergio Gabrielli:

Christian, na apresentação que nós fizemos, nós apresentamos o comportamento do WTI com o índice da CERA de *downstream* e de *upstream*. Se nós observarmos o comportamento histórico desse índice, particularmente no período de 2003 a 2005, nós vamos ver que houve certa defasagem, em torno de dois anos, entre a elevação do preço do petróleo e a elevação do custo dos investimentos.

O preço do petróleo em 2007 se acelerou na elevação, o *downstream* e o *upstream* também se aceleraram em faixas menores, e essa queda brusca que nós tivemos no 2S08 começa a se refletir no 3T08 com uma ligeira inflexão, em torno de -4% no custo do *downstream* e no custo do *upstream*.

A projeção que a CERA faz hoje para 2013 é uma queda de 18% no custo do *upstream* e 11% no custo do *downstream*. Esses números são números externos, não são números da Petrobras.

Nós estamos observando cada setor, cada área, cada tipo de equipamento. Começamos a perceber alguns sinais de redução e de situações distintas no mercado, começamos a perceber maior aparecimento de ofertas em algumas consultas que estamos fazendo, redução de prazos de entrega, aberturas de *slots* em alguns estaleiros internacionais, redução do custo do aço, em equipamentos elétricos tem caído os custos, serviços, olhando aqui para a linha de serviços, estão caindo os custos.

Mas ainda iniciais esses movimentos. No caso de frete, estamos começando a ver iniciais movimentos no Panamax e no VLCC, nada muito significativo nos dois. Nós estamos observando que começam a haver alguns sinais de quedas externas que vão se aprofundar. Nós queremos que isso seja o mais rápido possível e capturar o máximo possível para a Petrobras.

Christian Audi:



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Certo. E dado à característica mais de longo prazo de muitos desses projetos de *upstream* de pré-sal, vocês sentem ou têm a capacidade em contratos já fechados, dado o longo prazo desse projeto, de retornar à mesa e tentar reajustar termos e condições desses contratos. Essa flexibilidade existe?

José Sergio Gabrielli:

Na verdade nós temos alguma rigidez em alguns desses projetos. Por exemplo, sondas: nós temos 12 sondas de perfuração de águas profundas que devem chegar para a Petrobras até 2013, e temos 28 que nós vamos querer receber depois de 2013.

As 12 sondas contratadas, evidentemente estão contratadas. Além das 12 sondas contratadas no último pacote, nós temos outras sondas que foram contratadas antes disso e começam a chegar agora em 2009, 11 sondas que chegam até 2010. Essas sondas que já estão contratadas, já estão chegando, e têm pouca flexibilidade. Mas as outras sondas futuras vão, a nosso ver, capturar essa mudança no mercado em 2009 e 2010. E evidentemente nós vamos ao longo do tempo ajustando essa realidade de mercado aos nossos investimentos.

Christian Audi:

Certo. Obrigado. E a outra pergunta, Gabrielli, voltando ao ponto, se vocês tiverem a necessidade de ter que racionalizar projetos de CAPEX devido ao preço do petróleo não estar tão alto, dá para você falar um pouco de como vocês estão pensando em fazer isso? É um projeto basicamente de retorno, ou os projetos de maior retorno serão mantidos e os de menor serão postergados? Dá para você falar um pouco do pensamento de vocês, se houver a necessidade de uma racionalização do projeto de CAPEX?

José Sergio Gabrielli:

Você poderia repetir o início da pergunta? Aqui não deu para ouvir.

Christian Audi:

Sem dúvida. Eu só estava tentando entender um pouco melhor, se houver a necessidade de a Petrobras, por motivos dos preços do petróleo não estarem tão altos, de ter que racionalizar esses projetos, ou esses grandes projetos de CAPEX. Dá para você discutir um pouco, nos dar uma idéia de como vocês estão pensando, se preparando para isso? Vai ser puramente uma coisa de que aqueles projetos de maior retorno serão mantidos e os de menor retorno serão postergados ou potencialmente cancelados?

Eu só estava tentando entender um pouco como o Management está pensando em um potencial plano B, quais serão as diretrizes, o approach que vocês vão ter para potencialmente racionalizar o CAPEX, se for necessário?



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

José Sergio Gabrielli:

Em termos de racionalização de gastos, nós estamos diferenciando políticas de racionalização de gastos em função da maturidade dos projetos. Nós temos 35% do valor de nossa carteira em projetos em fase 1 e 2.

Projetos em fase 1 e 2 são projetos em início de avaliação de viabilidade e projeto conceitual. Então, nisso nós temos, evidentemente já por definição de análise de projetos internacionalmente, uma margem de ajuste bastante grande por causa da indefinição das especificações. Então, nós queremos otimizar muito esses projetos em fase 1 e 2.

Os projetos em fase 4, que são projetos em fase de implementação, alguns deles têm cláusulas de ajustes de preços normais, e como os preços vão se alterar, isso vai se refletir contratualmente no custo desses projetos. Outros, dependendo das condições, nós podemos vir a negociar ou não em função das realidades específicas de cada um desses projetos.

Os projetos na fase 3, que são projetos em entrada de contratação, nós vamos entrar em contratação provavelmente recentemente e aí as condições de contratação vão ser alteradas, nós vamos tentar aumentar a competitividade, vamos tentar melhorar a especificação de forma a reduzir riscos e incertezas por parte do fornecedor, de forma a tentar melhorar os custos para nós.

Então nós temos diferentes estratégias pela maturidade dos projetos na nossa carteira. É a vantagem de termos 531 projetos com várias diferentes etapas de maturação, que nos permite ajustar ao longo do período.

Christian Audi:

Muito obrigado, Gabrielli. Uma pergunta rápida para o Barbassa. Barbassa, só para esclarecer caixa, quando você fala sobre financiamento para 2009 e 2010, você já mencionou aqui que o de 2009 está fechado, a necessidade que você tem para 2010, de US\$12,9 bilhões, US\$10 bilhões dos quais já estão coberto pelo BNDES, eu entendi corretamente que você falou que para o resto também você já tem um fundo necessário para cobrir esses, US\$2,9 bilhões como um todo?

Almir Guilherme Barbassa:

Ele é *bullet*. Todo ele *bullet*.

Christian Audi:

Sem carência de juros?

Almir Barbassa:



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Não, não existe, ou muito raramente existe isso. Condições de mercado normais. Você paga o juros e você paga no vencimento, provavelmente dez anos ou mais o financiamento. No caso do BNDES, 30 anos, quase isso.

Christian Audi:

Está ótimo.

Participante:

Para o Nepomuceno. Nepomuceno, quando estávamos olhando aqui para a curva de produção de óleo no Brasil, eu estava tentando comparar um pouco os últimos dados de apresentação de vocês e o último ponto estratégico, com o que acabou saindo, e uma coisa que chama bastante a atenção é que a produção de vocês de 2009 está mais ou menos 150 barris abaixo do que estava no plano anterior.

A produção de 2010 cai para 40.000 barris, só, e a produção de 2011 já está acima do que era antigamente. Eu só queria entender como a Companhia está enxergando a recuperação desse *gap*, principalmente 2009 para 2010? O que faz com que a situação realmente melhore tanto vis-à-vis o que tínhamos nos projetos anteriores?

Francisco Nepomuceno:

Vamos pensar assim: a previsão de 2,3 milhões em 2010, que nós tínhamos antigamente, era este número, e agora está 40.000 abaixo do previsto, na realidade nós temos nos esforçado muito, e este ano, em particular, nos esforçamos mais ainda para que as nossas previsões caíssem dentro da...

Ano a ano, o que estava acontecendo? Normalmente temos uma variação em torno de 5% ao ano daquela previsão que estávamos fazendo nos últimos anos. Às vezes chega a 6%. E aí o nosso esforço muito grande para que conseguíssemos colocar dentro da previsão os números que tínhamos.

E vimos que o que estava acontecendo era que normalmente os projetos estavam demorando quatro a seis meses. Então, este ano nós já começamos a puxar para que esse atraso na entrada dos projetos não afetasse a previsão da produção do ano que estávamos anunciando.

Com isso, tentamos calibrar um pouco mais para que pudéssemos acertar, não ter 50%, como estávamos usando antes, que isso acabava atrasando um pouco. O Presidente começou dizendo assim “vamos tentar manter 70%, 80% de certeza de estar fazendo isso”. Isso fez com que levássemos em consideração o atraso que acabamos levando nos grandes projetos que estão entrando, de quatro a seis meses, que dava mais ou menos uma diferença de quase 100.000 barris no conjunto do ano.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Então, entrávamos considerando 180.000, atrasava seis meses, perdíamos 90.000 no ano. O que nós fizemos foi tentar ganhar esse tempo lá. Como entramos com a antecipação do Guará, com o piloto do Tupi, nós vimos que até 2010 nós quase chegávamos com dois novos sistemas.

Então, atrasamos um pouco esses quatro, seis meses que estávamos perdendo para entrar com P-80, P-90 de acerto, por isso reduziu um pouco 2009, até 2010 um pouco. E os projetos decolam naturalmente, entrando com o pré-sal depois de 2013.

Participante:

Para 2010 tem mais projetos, então?

Francisco Nepomuceno:

Para 2010, diferentemente, entrou o de Tupi, não foi?

Participante:

O piloto não é dezembro?

Francisco Nepomuceno:

Sim. 2010 entrou a antecipação do Parque das Baleias, Cachalote. Eu acho que é basicamente Parque das Baleias.

Participante:

A minha pergunta conceitual talvez seja meio longa, peço já desculpas a todos. Mas nós tínhamos muito orgulho da Petrobras no passado, nós víamos que a Empresa fazia suas projeções com o chão do que se esperaria de óleo, sempre “vou gastar não mais do que aquilo que eu estou gerando”. E curiosamente, neste momento de mercado, nós temos três mudanças interessantes que estão acontecendo.

Uma primeira que, realmente, pela primeira vez nós estamos vendo a Empresa colocar mais endividamento em seus projetos, olhando por cinco anos adiante. Pela primeira vez nós realmente estamos vendo uma curva que está muito mais alta do que efetivamente nós tínhamos de preço praticado no mercado. Pela primeira vez eu ouço vocês falarem “garantimos os primeiros dois anos”.

Eu queria entender um pouco como está a cabeça de vocês para realmente ficar com uma imagem tão mais positiva, e talvez até pensar, não no caso do plano B, mas pensar aqui em um cenário: imagine que eu realmente tenho uma situação onde os primeiros dois anos são anos de preço baixo. Imagine que nós tomamos a quantidade de dívida que estava na



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

apresentação do Barbassa, e imagine que nós ainda queremos manter 35% de dívida no nosso *target* para manter o *investment grade*.

Só esses dois anos já batem os 35%. Se o ano seguinte ficar baixo, o CAPEX cai de 35% para 10%, é isso? Só entender esse conceito um pouco.

Petrobras:

Conceitualmente, eu acho que, para responder esta pergunta, tenho que responder um pouco com a visão de mercado. O que está acontecendo com o mercado de petróleo? Começar a fazer fortemente concentrado no petróleo, apesar de que o gás tem coisas semelhantes, mas tem muita diferença também.

O que nós estamos vendo na situação do petróleo? A produção mundial de petróleo, hoje, está em torno de 84 milhões, 85 milhões de barris. A demanda mundial de petróleo está em torno de 84 milhões, 85 milhões de barris. Há uma sobrecapacidade existente, hoje, que alguns dizem que é em torno de 3 milhões a 4 milhões de barris adicionais, o que significa, portanto, que nós temos aí uma pressão baixíssima de preços pela existência, hoje, de uma capacidade ociosa.

Não é exatamente uma capacidade ociosa, mas uma possibilidade de aumento de curto prazo que não foi acionada.

Particularmente, a OPEP está em uma situação em que o mercado está demandando para 2009 algo em torno de 30 milhões de barris por dia da OPEP; a OPEP tem uma capacidade, hoje, instalada de produção em torno de 31,6 milhões. Portanto, na OPEP tem-se aí uma folga de 1,6 milhão, que daria também uma pressão baixista para 2009, 2010.

Na medida em que você tem essa pressão baixista, e o petróleo, nós estamos estimando para 2009 uma média, para nosso cálculo, de US\$37 o barril, se o petróleo ficar na média de US\$37 o barril em 2009, provavelmente os investimentos para poços, não que custam necessariamente um pouco mais de US\$37, mas que estão na faixa dos US\$60, US\$70, US\$80, vão parar desde que não estejam já em construção.

Então, se você observar, por exemplo, uma produtora de óleo do Canadá, essencialmente é muito mais fácil parar em um projeto de óleo, areia betuminosa do Canadá, que é quase mineração, do que parar uma plataforma em construção.

O Canadá é o principal fornecedor dos Estados Unidos fora a Arábia Saudita. Então, você pode ter aí um certo "solução" no investimento e na produção do Canadá.

A perspectiva de algumas tecnologias de recuperação avançada também tem um custo relativamente alto e, portanto, você pode ter certa parada por aí, de investimentos.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

O que significa isso? Significa que você vai atrasar alguns investimentos na margem do barril adicional, e esse atraso dos investimentos, a nosso ver, vai encontrar outra realidade, porque a demanda vai continuar existindo em termos físicos, e que há um declínio da produção natural. Se você imaginar uma taxa de declínio na faixa dos 7% a 8%, nós estamos falando em 8% de 85, são 7 bilhões ou 8 bilhões de barris por ano de queda da produção que, se não tiver investimento, é redução da produção.

Nós estamos, em alguns casos, sofrendo isso em alguns momentos, que a produção cai e, se você não investir ou não colocar em operação os novos sistemas, a produção cai. E aí, portanto, nós estamos no médio prazo de dois a três anos com a expectativa de que o preço vá se recuperar, mesmo que a demanda continue fraca. Se a demanda se recuperar, a recuperação do preço será maior ainda.

Então, conseqüentemente, nós temos dois anos de problema que normalmente não seriam um grande problema. O problema é que os bancos estão com problemas, não é a indústria do petróleo. Os bancos estão com problema, os bancos não têm balanço. Os *hedge funds* estão em crise.

Então, a financiabilidade de curto prazo, ou seja, levantar recursos no curto prazo ficou difícil. Então nós precisamos focar no curto prazo para que passemos por esta turbulência; mas nessa passagem pela turbulência não podemos ficar parados. Até porque não tem sentido ficar parado neste momento.

Temos que viabilizar a passagem desse período para que esses dois anos nos dêem vantagem daqui a adiante, quando preço se recuperar e quando a demanda se recuperar.

Então, a lógica de focar nos dois anos é uma lógica de que quem tem projeto, quem tem possibilidade de crescer e que vai passar por um período de dificuldades.

Para passar por esse período de dificuldades de financiamento do crescimento, porque nós temos EBITDA e geração de caixa suficiente para fazer nossas atividades, gerando recursos suficientes, mas nós precisamos de recursos para crescer.

Nós vamos buscar fontes alternativas, fontes novas. BNDES é uma fonte absolutamente nova, é uma política de governo de estimular o investimento produtivo, e não é uma política de socorrer quem está em crise financeira. É para financiar crescimento do investimento produtivo.

Segundo, não é só no Brasil que acontece isso, o Diretor Almir mencionou, nós vamos continuar importando, vamos continuar sendo importadores de equipamento e de grandes sistemas. As agências de fomento da exportação desses países, as ECAs, *Export Credit Agencies*, estão muito ativas no mercado. Nós podemos aumentar financiamento dessas agências.



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

Nós temos, hoje, alguns segmentos de bancos de desenvolvimento internacionais, que querem garantir acesso a fornecimento de longo prazo. Também aí nós podemos buscar recursos.

Então, novas fontes não-tradicionais passam a aparecer. Nós temos desta vez, e esta é uma coisa que está pela primeira vez no plano da Petrobras, nós estamos dizendo o seguinte: se fizemos o investimento aos preços do 3T09, esse investimento vai ser 174 bilhões. Nós queremos fazer menos do que isso. Vai ser 18% a menos, 11% a menos, 25% a menos, 35% a menos; não sei. Mas vai ser menos do que isso, o mesmo projeto.

Então, o que for a menos é receita adicional, portanto diminui a necessidade de financiamento. O foco no curto prazo e a visão de que nós temos projetos que são viáveis no longo prazo é o que nos permite e nos leva a investir pensando no curto mas olhando para o longo.

Participante:

Está ótimo. Obrigado.

Almir Guilherme Barbassa:

Nós fizemos algumas curvas de preço futuro, e foi projetado, se você tiver aí o nosso site...

Petrobras:

Contenção de despesas.

Almir Guilherme Barbassa:

Você tem aqui na projeção que nós utilizamos a curva futura publicada pela PIRA em janeiro deste ano, e temos Wood Mackenzie. Ambas estão prevendo preços para o petróleo maiores do que a curva que nós mostramos de referência, que é o nível superior da faixa com a qual nós trabalhamos.

O preço futuro hoje, a curva de preço futuro, em média, está no nível que nós projetamos, o nível superior da nossa faixa. Quer dizer, se quiséssemos garantir o preço superior da nossa faixa, era só vender no mercado futuro.

Mas nós fomos muito mais conservadores do que isso e estou vendo que está atrapalhando, porque vocês estão achando que a parte de cima é otimista. Não, a parte de cima é pessimista ainda, e nós trabalhamos ainda com níveis mais conservadores, que invés US\$60, US\$58, nos próximos anos trabalhamos com US\$37, US\$40.

US\$37, US\$40 não tem uma curva no mercado que está prevendo isso para 2009, 2010. Portanto, a nossa alavancagem, nesses dois anos, provavelmente não vai acontecer nos



Transcrição da Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013 26 de janeiro de 2009

níveis que poderíamos dizer que estaria acontecendo com o financiamento que está contratado. Porque o financiamento que está contratado pode ser mais do que suficiente para 2009, pode extrapolar para 2010, e podem sobrar recursos para os anos seguintes.

Participante:

Está bom.

Almir Guilherme Barbassa:

Não chegando à alavancagem. Nós temos, como princípio, limitar a alavancagem de 35%, porque é importante para a Companhia termos o nosso *investment grade*.

Participante:

Está ótimo. Eu posso fazer uma leitura dessa história toda do óleo que ainda não alcançamos uma estabilidade de óleo que garanta uma decisão na gasolina e no diesel também, não é? Tudo isso que vocês falaram. Obrigado.

Moderador:

Muito obrigado por sua presença.