

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Moderador:

Sejam bem vindos às apresentações do plano estratégico Petrobras 2030 e dos resultados operacionais e financeiros da companhia referentes ao exercício 2013.

Este evento está sendo transmitido para o público externo pela Internet, em português com tradução simultânea para o inglês, no endereço www.petrobras.com.br/ri. O público externo também pode acompanhar este evento por teleconferência pelos números (0xx11) 3193-1490 ou (0xx11) 2101-8000.

Informamos que após a apresentação será aberta uma sessão de perguntas e respostas, da qual participará somente o público que está presente aqui no auditório.

Aguardaremos neste instante o início da transmissão ao vivo pela WebTV e TV Corporativa da Petrobras.

A partir de agora a divulgação do plano estratégico Petrobras 2030, e dos resultados operacionais e financeiros referentes ao exercício de 2013 está sendo transmitida para a força de trabalho da Companhia ao vivo no portal Petrobras, através da WebTV. Quem estiver embarcado nas plataformas dos tipos FPSO e semissubmersível poderá assistir ao evento através dos aparelhos de TV sintonizados no canal 4.

Convidamos para compor a mesa o Sr. José Eduardo de Barros Dutra, Diretor Corporativo e de Serviços; o Sr. José Antônio de Figueiredo, Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais; o Sr. José Alcides Santoro Martins, Diretor de Gás e Energia; o Sr. José Carlos Cosenza, Diretor de Abastecimento; o Sr. José Miranda Formigli Filho, Diretor de Exploração e Produção; o Sr. Almir Guilherme Barbassa, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; e a Sra. Maria das Graças Silva Foster, Presidente da Petrobras.

Assistiremos agora a apresentação do plano estratégico Petrobras 2030 e dos resultados operacionais e financeiros da Companhia referentes ao exercício de 2013 pela Presidente Graça Foster.

Maria das Graças Silva Foster:

Bom dia a todos os senhores e senhoras presentes aqui no auditório, a todos os jornalistas que nos acompanham, à força de trabalho da Petrobras, que também nos acompanha e que constrói conosco, diretores da Companhia, essa nossa querida Petrobras.

Vou conversar com vocês, será uma apresentação em três tópicos. Inicialmente passarei os resultados da Petrobras no exercício da Companhia do ano de 2013; na sequência, falaremos do

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

planejamento estratégico da Companhia na visão 2030, olhando hoje para daqui até 2030; e na sequência, o nosso plano de negócios e gestão.

Teremos aqui um encontro planejado para 60, 70, 80 minutos. Vou fazer essas três apresentações, depois compartilho com meus colegas diretores as respostas aos senhores e senhoras. Por favor, Rafael.

Nossos resultados do ano de 2013. Começamos falando das nossas reservas. O que somos, o que comercializamos e o que entregamos aos consumidores começa aqui. Reservas de petróleo e gás natural. Nós alcançamos no ano de 2013 16,6 bilhões de barris de óleo equivalente.

No Brasil, pelo 22º ano consecutivo, nosso índice de reposição, no Brasil e no exterior, onde nós temos reservas, nosso índice de reposição de reservas é de 131%, um crescimento que se dá nos últimos 22 anos.

Nossa relação reserva/produção, 20 anos, e esse é um indicador que nos dá bastante segurança desse futuro que conversarei com os senhores e senhoras mais adiante, temos tido realmente resultados bastante animadores.

Neste ano de 2013 – aliás, considerando janeiro de 2013 até a data atual – tivemos 46 descobertas. E eu chamo a atenção para um número expressivo de descobertas no pré-sal da Bacia de Santos: Sul de Tupi, Florim, Sagitário, Iara Extensão 4, Franco Leste, Iguaçu Mirim, Entorno de Iara. Um número significativo de descobertas na Bacia de Santos.

Chamo também a atenção para Sergipe e Alagoas, em que tivemos, neste ano que passou, o ano de 2013, resultados também bastante animadores: Farfan 1, Muriú e Moita Bonita 1.

Chamo a atenção para o índice de sucesso no Brasil. Tivemos neste ano de 2013 75% de índice de sucesso no Brasil, considerando mar, terra, pré-sal e pós-sal, um número muito superior à média mundial, que vai de 30% a 35%. No pré-sal, é importante que fique registrado, tivemos 100% de sucesso. Todos os poços perfurados no pré-sal apresentaram acumulações significativas e expressivas de hidrocarbonetos.

A produção de óleo e líquido de gás natural no Brasil foi de 1,931 milhões de barris de petróleo por dia. Tivemos uma queda de 2,5%, abaixo do que realizamos no ano de 2012.

Por outro lado, tivemos um resultado que demonstra a retomada, a recuperação da eficiência operacional da UO-Rio e UO-BC. Teremos um slide específico sobre esses indicadores.

E registramos que, naquilo que chamamos de óleo velho, tivemos um declínio abaixo do que nós mesmos prevíamos. Ou seja, tivemos um resultado muito melhor, o que demonstra uma gestão

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

adequada desses reservatórios, considerados por nós os reservatórios mais antigos, que chamamos, como já estavam em produção, de óleo velho.

Tivemos a justificativa para o atraso, a justificativa para não cumprimento da meta: tivemos atrasos especialmente na P-55, na P-58. A entrada em operação dessas teve atrasos de três a quatro meses.

Mas ressalto aqui que, em todos os nossos boiões de sustentação de risers da Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, estávamos bastante apreensivos, porque são tecnologias novas, pioneiras, utilizadas por nós no Brasil, e a demonstração da operacionalidade, da confirmação tecnológica vem se dando semana a semana, até que culminamos com a produção na Cidade de São Paulo de um poço de 36.000 barris, que nos levou a bater o recorde no pré-sal nessa semana. Então, a tecnologia está demonstrada. Os problemas estão superados.

Inclusive, desafios grandes que temos dos barcos PLSV, que deveriam ter sido contratados no ano de 2011 principalmente, foram contratados tardiamente, e até então significavam mais um desafio a superar, após a perfuração, completação, chegada da unidade de produção à locação, que são as interligações nos ritmos que precisamos fazer. Esse também é um desafio que vem sendo superado ao longo do ano de 2014.

Em relação a vendas e produção de derivados, tivemos um resultado excelente neste ano de 2013. Nossas vendas de derivados tiveram um crescimento de 4% e, melhor ainda, tivemos uma produção doméstica de 6%, com o mesmo parque de refino. Isso à luz da otimização das operações, da maximização das nossas capacidades de gerenciar o perfil de refino dessas refinarias, e isso nos leva a fazer uma importação menor.

Então, vendas de derivados no Brasil em um crescimento de 4%, e uma produção de derivados 6% maior.

Na sequência, defasagens de preços, diferenças entre os preços praticados no Brasil e os preços no Golfo. Nós tivemos três reajustes de preço de diesel e dois reajustes de preço de gasolina. No diesel, 20%, somando os reajustes, e na gasolina 11%. Tivemos no mês de maio, durante 30 dias, uma aproximação muito grande entre o preço praticado no Golfo e o preço praticado no Brasil.

Por conta da desvalorização cambial, nós compramos em USD e entregamos em Reais. A desvalorização cambial foi bastante significativa e implicou, mais uma vez, em uma divergência, ou em uma não convergência dos preços domésticos com preços internacionais, o que efetivamente significa perda no resultado da Companhia.

A área de gás e energia, desde o ano passado até este ano, até o presente momento, tem tido uma atividade muito intensa, colocando todas as boas práticas de operação, tanto na movimentação de

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

gasodutos, quanto na geração de energia, em um intenso trabalho decorrente da máxima geração das térmicas a gás natural e das térmicas que são bicomustíveis e que estejam operando com óleo.

O fato é que estamos tendo uma demanda termoeletrica muito expressiva, considerando ate dezembro de 2013, 52% de demanda de gás para geração de energia elétrica, e uma habilidade, uma capacidade muito grande de movimentação de gás.

Recentemente inauguramos o terceiro terminal, colocamos em operação o terceiro terminal da Bahia de regaseificação, e esses três terminais já estão operando. Um terminal que entra e que opera cheio.

Nós temos uma importação de gás da Bolívia na sua capacidade máxima; aliás, estamos importando mais gás da Bolívia, porque estamos mandando gás para Cuiabá também, e trazendo para o Brasil gás natural liquefeito de diversas origens.

O fato é que temos tido um atendimento ao operador nacional do sistema elétrico da plenitude, 100%. Os fatores de utilização das refinarias alcançam 93%, 97%, e as térmicas do sistema Petrobras estão alcançando um atendimento de 100% da demanda solicitada pelo operador nacional do sistema elétrico.

Próximo slide, por favor. Resultados dos programas estruturantes em 2013. Efetivamente, o PROCOP, Programa de Otimização de Custos Operacionais, o PRODESIN, Programa de Desinvestimento, e o PROEF, Programa de Aumento de Eficiência Operacional, trouxeram ao resultado líquido da Companhia, ao caixa da Companhia, resultados excepcionais neste ano de 2013.

Os custos evitados no PROCOP foram muito superiores à meta de R\$3,4 bilhões que havíamos fixado no início do ano. Tivemos uma economia através do PROCOP na Companhia de R\$6,6 bilhões no ano de 2013. Os ganhos foram acima do previsto, como eu disse, e foram obtidos em diversas alavancas do PROCOP.

Tivemos reduções efetivas, que trabalham melhor a eficiência energética, buscam uma maior eficiência energética das nossas unidades operacionais nas refinarias, nas termoeletricas, nas plataformas, e nós buscamos intensamente uma maior produtividade do pessoal próprio, uma otimização do transporte marítimo, e trabalhar de forma muito bem administrada os estoques da Companhia. Então, nós trouxemos custo evitados para a Companhia neste ano de R\$6,6 bilhões através do PROCOP.

No PRODESIN, de agosto de 2012 até dezembro de 2013, tivemos 21 operações de desinvestimentos. E esses desinvestimentos, quando nós olhamos as majors, elas desinvestem para investir em novos cardápios, em novos portfólios. E a Petrobras não fez diferente. Foram 21 operações de desinvestimentos, totalizando US\$10,7 bilhões de desinvestimento. Essas operações realizadas

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

impactaram o nosso resultado em US\$7,3 bilhões só no ano de 2013. A contribuição ao caixa no ano de 2013 foi de R\$8,5 bilhões.

No PROEF, Programa de Aumento da Eficiência Operacional, nós produzimos, através dele mais de 63.000 barris de petróleo por dia, o que significa, e muito nos orgulha, muito nos motiva, o efetivo processo de recuperação da eficiência operacional da Bacia de Campos, UO-BC e UO-Rio. Na UO-BC, 7 p.p. de crescimento de eficiência, e na UO-Rio, que é uma área mais nova, tivemos 2.5 p.p.

Lembro que, mesmo na UO-Rio, nós tivemos, se não me engano, em maio de 2012, 82.5% de eficiência. Foi realmente algo preocupante à época, que nós trabalhamos muito forte, com excelente VPL, e aumentamos essa eficiência operacional para 92,4%.

Com relação aos investimentos, tivemos a maior realização física em toda a história da Companhia. Foram R\$104,4 bilhões em 2013, 24% superior ao ano de 2012.

Tão importante quanto é o avanço físico dos projetos. Você pode fazer um investimento muito maior e não avançar fisicamente. Então, nós fizemos um avanço físico enorme no ano de 2013, exatamente como planejado. Nós trabalhamos o físico e o financeiro. Atuamos fortemente na disciplina de capital da Companhia.

Sobre esse investimento de R\$104,4 bilhões, nele estão incluídos os bônus do Libra, que no caso da Petrobras, 40%, corresponderam a uma parcela de R\$6 bilhões. Esses R\$6 bilhões não estavam planejados para o ano de 2013.

A Diretoria acompanha, a Presidente com os diretores específicos das áreas, 158 projetos mensalmente, alguns quase que diariamente – no meu caso, lógico que os diretores das áreas têm um acompanhamento muito mais de perto. Mas nós prestamos conta para nós e para o Conselho de Administração da evolução do físico e do financeiro. Então, eu tenho sobre a minha mesa 158 projetos, que significam 73% dos investimentos da Companhia.

Resultados de 2013. Tivemos um crescimento de 6% em relação ao ano passado no lucro operacional, e de 11% no lucro líquido da Companhia; este lucro líquido de R\$23,6 bilhões. E esse aumento no lucro líquido em relação ao ano passado decorre exatamente dos vários aumentos de preço que tivemos em 2012, que aconteceram inteiros em 2013, mais os aumentos de 2013. Então, maiores preços de venda, mais o resultado líquido, evidentemente.

A área de refino, como mostrei, teve uma maior carga processada no parque de refino, reduzindo a participação do derivado importado. Extremamente importante, aumento de preços, melhor utilização do parque de refino, com redução de custos.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Tivemos ganhos na venda de ativos, como foi mostrado através do PRODESIN, menores despesas com baixa de poços secos. No ano de 2012, os senhores devem se lembrar, no 2T12 tivemos uma incidência muito grande de poços secos em um mesmo trimestre. Desde então, aprovamos a política exploratória da Companhia, e tem toda uma questão para que poços secos preferencialmente não aconteçam. Isso faz parte do negócio de petróleo e gás, mas que não sejamos surpreendidos com uma incidência de poços secos além do que planejamos.

Então, o Dr. Formigli e o Carminatti têm todo um trabalho de administração da perfuração e da estimativa de poços secos. Nós saímos das bordas do pré-sal e demos uma interiorizada para atuar mais em áreas de menor risco.

Evidentemente que, com uma geração de caixa maior, voltaremos para essas bordas, mas hoje nós temos um R/P de 20 anos, o que nós dá segurança de trabalhar muito forte no desenvolvimento da produção, e sair um pouco das bordas para não tomar o risco de áreas com menor nível de conhecimento.

Nós tivemos a extensão da prática de contabilidade de hedge, o hedge accounting, o que também favoreceu o nosso lucro líquido. Menor volume exportado de petróleo, porque com um parque de refino mais eficiente e uma produção menor, nós processamos muito mais petróleo no Brasil.

A permanência da defasagem dos preços domésticos frente aos internacionais realmente têm impacto no lucro líquido, evidentemente; menor receita financeira, função do ganho na venda de títulos, e atualização de depósitos judiciais ocorridos em 2012, que não aconteceram em 2013. Maiores despesas financeiras devido ao maior endividamento.

Ficamos bastante satisfeitos com o crescimento de 18% do EBITDA em relação ao ano anterior. Isso mostra a capacidade operacional da Companhia, a capacidade de gerir suas operações, de otimizá-las, de atender as demandas do mercado nos vários segmentos.

Realmente, foi um resultado bastante positivo, e impactado certamente pelos aumentos de preços de derivados, dos efeitos do PRODESIN, e a menor despesa com poços secos e subcomerciais.

Seguindo, por favor, nós deixamos de forma gráfica os efeitos dos programas estruturantes da Companhia no resultado líquido. Se não tivéssemos o PROCOP, ou não tivéssemos ações semelhantes a essas que são empreendidas por nós na Companhia, nós teríamos menos, no resultado líquido, R\$4,3 bilhões.

O PRODESIN trouxe ao resultado líquido da Companhia R\$3,3 bilhões, e o PROEF, Programa de Aumento da Eficiência Operacional, R\$2,1 bilhões. Ou seja, sem esses três programas estruturantes, teríamos um impacto no resultado líquido de R\$9,7 bilhões.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Realizar o que realizamos é mais que uma determinação. É uma mudança na cultura da Companhia. É a busca pela excelência em custos. É isso que queremos. É a convicção de que devemos cuidar muito bem dos nossos ativos, não só pelos ativos, não só pelo óleo produzido, mas principalmente por questões relacionadas à vida, à segurança de quem trabalha nas plataformas, e da fauna e da flora, quando é o caso.

Esse foi o efeito dos programas estruturantes no lucro líquido, e agora mostro no caixa. No caixa, tivemos um efeito de R\$14,7 bilhões, decorrentes do PRODESIN, R\$8,9 bilhões, do INFRALOG, R\$800 milhões, no programa que faz a otimização, que trabalha para reduzir o CAPEX do de poço, tivemos R\$700 milhões, e no PROCOP, R\$4,3 bilhões. Ou seja, no caixa da Companhia, se esses programas não existissem, certamente precisaríamos buscar mais recursos. Então, foram programas determinantes para o nosso resultado.

Os indicadores de endividamento da nossa Companhia no fechamento do ano de 2013. No caso do endividamento líquido pelo EBITDA, tivemos um crescimento 3,52, fora dos níveis recomendados e impostos a nós pelo Conselho de Administração da Companhia. E a alavancagem, da mesma forma.

O endividamento líquido pelo EBITDA cresceu, ultrapassou 2x, que é o ponto de alerta, ultrapassou 2,5x em função do maior endividamento da Companhia, em decorrência dessas novas captações e do forte efeito da depreciação cambial do Real frente ao USD sobre o endividamento líquido.

82% da nossa dívida, hoje de US\$94,6 bilhões, nosso endividamento líquido, 82% é em moeda estrangeira, e 73% em USD. Variações cambiais R\$1,90 para R\$2,40, como tivemos, ontem R\$2,34, têm um impacto muito grande em nosso resultado, nesses indicadores do endividamento líquido pelo EBITDA. Alavancagem de 39%. Tivemos uma variação da nossa dívida de US\$72,3 bilhões no fechamento do ano de 2012 para US\$94,6 bilhões no fechamento do ano de 2013, US\$22,3 bilhões adicionais.

Nossas metas para o ano de 2014, as passo aqui de forma bastante rápida, porque falaremos delas mais uma vez quando estivermos falando do planejamento estratégico.

À esquerda, na parte superior, a produção de óleo. A meta de produção de óleo para o Brasil neste ano de 2014 é de um crescimento de 7,5%, \pm 1%. A meta de eficiência operacional, 81% para a UO-BC, e de 93,1% para a UO-Rio. Definitivamente, a Diretoria da Petrobras não abre mão de aumentar a eficiência operacional das nossas unidades operativas. O custo, a reversão, a recuperação de uma eficiência tem um custo mais alto. Então, é preciso cuidar.

Produção de derivados. Nossa meta de produção de derivados em 2014 é de 2,165 milhões por dia, 1% superior à produção de 2013, que já foi superior à produção de 2012. Então, nossas refinarias têm tido uma performance de excelência. Destaque para a produção do diesel, com um crescimento de 7%, ou seja, mais 53.000 barris de diesel no Brasil.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

O PROCOP. Como disse, estamos trabalhando fortemente a cultura da excelência em custos na Companhia. A meta para o PROCOP em 2014 é de uma economia de R\$7,3 bilhões, e ela é monitorada mensalmente por mim, em reunião com as áreas.

Além da Petrobras, temos também no PROCOP, já desde o meio do ano passado, a Transpetro, que bateu suas metas, fez 2x o resultado programado para o ano de 2013. A BR cumpriu suas metas, a Liquigás, a PBio; essas quatro empresas fazem parte, conosco, dessa busca incessante pela redução de custos.

No PROCOP, a meta, como eu disse, é de R\$7,3 bilhões, 11% superior aos R\$6,6 bilhões de 2013.

Investimentos. Nosso investimento para o ano de 2014 é de R\$94,6 bilhões, portanto inferior ao investimento do ano de 2013. 9% inferior a 2013.

A participação do E&P no total dos investimentos passa de 57% em 2013 para 64% no ano de 2014. Essas são as informações que tenho a passar aos senhores e senhoras sobre nosso resultado do ano de 2013.

Vou pedir para trocar a apresentação, enquanto tomo um pouco de água, porque tenho mais uma apresentação a fazer.

Plano estratégico 2030. Vamos colocar o material, não sei se ele está disponível a todos que aqui estão. Vocês terão acesso às informações aqui em cerca de meia hora. O planejamento estratégico da Petrobras na visão 2030, os principais motivadores da revisão desse planejamento estratégico.

Fizemos a última revisão do nosso planejamento estratégico em 2007, e agora, em 2013, fizemos a atualização desse planejamento estratégico. Lá em 2007, a Diretoria à época teve uma grande motivação para elaborar o planejamento estratégico com visão 2020, que era exatamente a descoberta do pré-sal e o crescimento de derivados no mercado interno.

À época, pré-sal, Brasil, crescimento do mercado interno. Agora, a mudança no marco regulatório no Brasil. Nós temos a convivência com três modelos: a concessão, no caso da Petrobras, cessão onerosa, e partilha. E, além disso, o crescimento da produção do shale gas e do tight oil nos Estados Unidos, e uma crise no ano de 2008, com efeitos ainda evidentes na economia mundial.

Nosso horizonte à época, 2007–2020, 13 anos; e agora um horizonte de 17 anos. Efetivamente, trabalhamos com grandes projetos.

Além do desenvolvimento do potencial exploratório da época, temos uma diferença muito grande quando a Petrobras projeta sua visão até 2030. Em 2007, tínhamos áreas que já nos haviam sido concedidas e que garantiram nosso crescimento, e garantirão nosso crescimento até 2020. Hoje, para

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

crescer até 2030, é preciso que haja a incorporação de novas áreas, em novos regimes de concessão e partilha.

Ou seja, em 2007, a Petrobras tinha as áreas mais novas; agora, em 2013, para crescer até 2030, precisamos incorporar novas áreas, em regimes de concessão e partilha.

Muito rapidamente, o ambiente de negócios, olhando 2007 versus 2013 e 2014, o que mudou no mundo e o que afeta diretamente uma empresa de petróleo do porte da Petrobras?

Havia uma perspectiva positiva do crescimento da economia mundial; veio a crise de 2008. Havia à época, em 2007 um forte crescimento da economia chinesa, causando elevação dos preços de commodities. O crescimento da China, na época, era de 9,8%. Hoje, existem no mundo incertezas com relação ao ritmo de crescimento da China, o que promove interpretações variadas e sinais ora positivos, ora negativos.

Lá atrás, em 2007, olhávamos o presente ano e as projeções para frente, e víamos um forte crescimento da demanda de petróleo, 1,8% ao ano. Hoje, 0,7% de crescimento, um arrefecimento do crescimento da demanda de petróleo.

As projeções naquela época, com relação ao preço de petróleo, eram elevadas a cada ano em função do grande crescimento projetado da economia mundial. Hoje, o petróleo aparece com seu preço de forma estável, com perspectiva de pequena queda no médio prazo.

Havia, até então, um ou dois anos atrás, um grande entusiasmo com os biocombustíveis; hoje, a revolução dos não-convencionais tomou conta do mundo. Tanto se fala sobre tight oil quanto sobre shale gas. O entusiasmo com os biocombustíveis parece ter arrefecido nos Estados Unidos, mas a pesquisa, não. A pesquisa continua intensa na área de biocombustíveis nos Estados Unidos.

Lá em 2007, uma perspectiva gigante de países importantes produtores de gás, com grandes trens em implantação, viam a dependência dos Estados Unidos com relação ao GNL; hoje não. Os Estados Unidos importam GNL para manter suas unidades de regaseificação em funcionamento. Hoje, Estados Unidos e Canadá são autossuficientes em gás, com um consumo e uma produção de 2,5 bilhões de m³ por dia de gás, e uma projeção crescente do tight oil. Hoje, produzem 2,5 milhões de barris de petróleo, e os grandes previsores apontam 4,5% de crescimento nos próximos anos.

No Brasil, o ambiente de negócios 2007–2013. Olhamos o mundo e, agora, o Brasil. Naquela época, em 2007, quando descobrimos o pré-sal, 2005, 2006, havia um grande questionamento com relação à própria existência do pré-sal; não da Petrobras, evidentemente. Um questionamento generalizado, no Brasil e fora dele, em alguns casos. Havia uma grande questão, ou uma afirmação, de que não havia tecnologia para produzir pré-sal.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Pré-sal hoje é uma realidade. Estamos na fase da redução de custos. Estamos na fase de reduzir os custos do pré-sal. Batemos o recorde de 36.000 barris de petróleo por dia em um poço.

A atuação do E&P no Brasil era regulamentada somente pelo regime de concessão. Hoje, cessão onerosa e partilha, e não há nenhum barulho por conta da convivência desses três modelos. Como será a convivência? Está sendo uma convivência natural de uma grande empresa de petróleo, a Petrobras, com vários sócios também grandes.

Não seria possível a nossa indústria naval renascer, atender políticas de conteúdo local. Isso não vai prevalecer. E prevaleceu. A política de conteúdo local é a política de conteúdo local do Governo Federal.

E nossa indústria de bens e serviços, especialmente a indústria naval offshore, dá sinais de real competitividade. Sinais de real competitividade. Tem muito a aprender, muito a otimizar, mas produz para a Petrobras e para os nossos parceiros.

A perspectiva do crescimento da demanda de derivados para o período 2007–2011 era de 2,8% ao ano, e acabou se dando em torno de 4,5% ao ano. Ou seja, o mercado de derivados no País foi um dos que mais cresceu no mundo. E a frota de veículos, que cresceria a 4,1% ao ano, cresceu a taxas de 7,4% ao ano.

Existia uma grande expectativa de grandes investimentos, uma forte expansão da produção de etanol. Não vimos acontecer. Existe, sim, potenciais e evidente envolvimento para retomar a expansão das unidades de etanol atualmente, um crescimento também do biodiesel.

Também falamos agora um pouco mais de oferta e demanda; já vimos o ambiente de negócios, agora um pouco mais de oferta e demanda 2013 a 2020. É um gráfico com bastantes informações, mas os senhores receberão esse material.

Se olharmos de 2012 a 2030, na parte superior temos, na curva azul, a expressão da demanda, graficamente. Então, é uma 'boca de jacaré'; em cima, temos a demanda, e embaixo a oferta. E ela é declinante. Os poços declinam; não só os poços no Brasil, não só os poços da Bacia de Campos. Poços declinam; começam e declinam. Tem todo um trabalho de prevenção, de que declinem dentro das melhores práticas, mas declinam, em qualquer lugar do mundo.

Temos, então, no ano de 2020, que repor ao mundo uma diferença de 22,1 milhões de barris de petróleo por dia. Esses dados da direita são dados da Wood Mackenzie, trabalhados no item Brasil pela Petrobras. Ou seja, em 2020, a Petrobras, o Brasil, será quem mais contribuirá para o atendimento dessa demanda, seguido da Venezuela, do oeste da África, do norte da África, Estados Unidos, e aí tem o tight oil, o Canadá, as areias betuminosas do Canadá.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

O fato é que, para 2020, as demandas serão atendidas e as empresas já se posicionaram, e os países já se posicionaram. Esse desenho, esse gráfico é um retrato dessa linha em vermelho, de 123,1 milhões de barris de petróleo por dia. Os projetos já estão postos, e é preciso produzir com competitividade.

Em 2030, a demanda está marcada também pelos previsores. De hoje olhando para 2030, com o declínio que acontece no mundo, mesmo desses novos projetos que eu mostrei anteriormente, temos 50,8 milhões de barris por dia, o mundo de desafio, do novo petróleo que tem que entrar para atender as demandas das economias.

Os desafios dos novos projetos de produção de 2030. Todos eles têm um desafio comum, que é o CAPEX. Recentemente, um dos jornais de maior circulação do País, talvez há três ou quatro semanas, colocou a inquietude das grandes operadoras com os custos crescentes dos grandes projetos. Esse é o grande desafio. Manter-se competitivo. É ter um breakeven que possa competir com todas as outras fontes de suprimento.

No caso do Brasil, o nosso foco é em águas profundas, em que o ritmo dos leilões, as oportunidades e obrigações serão as variáveis que as empresas levarão em conta para decidir suas participações nos certames e nos consórcios; nos businesses e nos consórcios com as grandes empresas.

A demanda está posta, e a potencialidade de cada país está listada aqui neste slide. A seguir, demanda, oferta, oferta e demanda, ambiente de negócios, e agora, preços. A projeção de preços na visão da Petrobras, nós trabalhamos na porção mais conservadora do conjunto de projeções de mercado.

Nessa linha azul de Petrobras, nós consideramos para os nossos trabalhos um Brent na porção inferior dos previsores. E no caso do gás natural, essas são previsões de Petrobras e de outros previsores, o gás continua a preços bastante tímidos, teoricamente até 2015.

Caminhando, sendo mais minuciosos, entrando um pouco mais no Brasil, elevando a Petrobras, olhamos para nossas bacias sedimentares de forma minuciosa, e avaliamos o potencial de áreas concedidas à Petrobras e de áreas não concedidas.

Como coloquei anteriormente, em 2007, tínhamos as áreas em nossas mãos. Na época, tínhamos 140.000 km² de áreas, e em 2013 temos 76.000 km² de áreas outorgadas para exploração à Petrobras no Brasil. Então, para crescer, precisamos participar dos leilões, e precisamos ser bem sucedidos.

Olhando as bacias sedimentares onshore e offshore, projetamos o nosso futuro, e fizemos as nossas escolhas. E essas escolhas, esse planejamento estratégico foi aprovado ontem pelo Conselho de Administração. Eu vou ler essas escolhas, e é sobre elas que nós vamos caminhar para o futuro.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Produzir em média 4 milhões de barris de óleo por dia no período 2020-2030 sobre titularidades da Petrobras no Brasil e no exterior, adquirindo direitos de exploração de áreas que viabilizem este objetivo. Na área de refino, suprir o mercado brasileiro de derivados, alcançando uma capacidade de refino de 3,9 milhões de barris por dia, em sintonia com o comportamento do mercado. Nós vamos acompanhar o mercado.

Manter a liderança no mercado BR, a distribuição; manter a liderança no mercado doméstico de combustíveis, ampliando a agregação de valor e a preferência pela marca da Petrobras.

Agregar, no caso do gás e energia, valor aos negócios da cadeia de gás natural, garantindo a monetização do gás do pré-sal e das bacias interiores do Brasil.

Na área de biocombustíveis, manter o crescimento em biocombustíveis, etanol e biodiesel em linha com o mercado doméstico de gasolina e diesel.

E na área internacional, atuar em E&P, com ênfase na exploração de óleo e gás na América Latina, África, Estados Unidos e América. Área internacional significa exploração e produção.

Na área de exploração e produção, mostramos aqui, em preto, nessa linha preta, a produção média de petróleo no Brasil 2020-2030. Média Brasil, 5,2 milhões de barris de óleo. Essa é a visão da Petrobras, e essa visão da Petrobras está muito próxima da visão da DOE – Department of Energy – da Wood Mackenzie, da CERA, da Agência. 5,4 milhões dentro desse horizonte 2020-2030. Esses números estão bastante próximos.

E fora do horizonte 2030, a Petrobras não revela seus números. Porém, esses previsores mostram, o DOE, por exemplo, uma possibilidade de que o Brasil venha a produzir 6,6 milhões de barris de petróleo por dia, se tornando o sexto maior produtor de petróleo.

Essa linha preta é a linha da Petrobras, e ela está bastante aderente, ou os outros previsores estão aderentes à Petrobras. Essa é a visão que temos da produção possível no Brasil com os dados que temos hoje.

No próximo slide, mostramos a Petrobras no Brasil. O Brasil terá a produção da Petrobras, produção de terceiros e produção do Governo, porque aí tem Libra e outras concessões, outras áreas sob o regime de partilha nesse horizonte até 2030.

Como eu disse, a produção média da Petrobras no Brasil será de 3,7 milhões de barris de petróleo por dia. Quando olhamos a nossa atuação internacional, atingimos 4 milhões de barris de petróleo por dia. A média do Brasil hoje, quando olhamos os 4,2 milhões no ano de 2020, e olhamos esse período de 2013-2020, teremos uma produção média de 2,9 milhões, e iremos para 3,7 milhões de 2020 até 2030.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

As estratégias, vou mostrar apenas para a área de exploração e produção: descobrir e apropriar reservas no Brasil, mantendo uma relação reserva-produção de 12 anos; desenvolver esforço exploratório nas bacias segmentadas no Brasil, de forma seletiva, evidentemente, e com compartilhamento de riscos, sempre parceiros, sempre que isso se tornar de fato uma potencialidade de mais recursos e menos tomada de riscos para a Petrobras; desenvolver esforço exploratório de gás nas bacias terrestres do Brasil; maximizar com rentabilidade a recuperação do petróleo e gás nas concessões de produção, e aí volta a nossa fixação em manter autossuficiência dos nossos ativos de exploração e produção; e desenvolver a produção do polo pré-sal no Brasil, certamente.

Passamos agora rapidamente para o refino, e volto à curva de produção do Brasil, de 5,2 milhões de barris por dia na visão da Petrobras, com os dados que ela tem hoje, e a demanda por derivados, essa linha vermelha.

Nós entendemos que haverá um crescimento de 2,7% ao ano de derivados no Brasil até 2020, e até 2030, de 2,3% ao ano. Esse é o mercado que se apresenta no Brasil. Curva de produção no Brasil e derivados no Brasil.

Na sequência, completando a curva, mostramos a produção média da Petrobras, 2,9 milhões de barris por dia de 2013 a 2020, e depois, 3,7 milhões de barris por dia de 2020 a 2030. Olhando curva do Brasil, demanda de derivados e nossas produções médias, nós projetamos o que entendemos que deva ser o refino no Brasil.

A autossuficiência volumétrica acontece já no ano de 2015, em que produção de petróleo é igual a consumo de derivados, e a autossuficiência em derivados acontece no ano de 2020. Esse é nosso entendimento do que é produção de petróleo Brasil-Petrobras e demanda de derivados de 3,4 milhões em 2020-2030.

Na sequência, distribuição. A Petrobras crescerá organicamente sua market share, a BR Distribuidora, para 38% em 2030; não haverá grande crescimento de market share do ano atual, de 2014, para 2020. O volume consumido será 74% maior, e aí cabe à BR Distribuidora, e assim está no planejamento dela, um grande plano logístico para poder atender essa grande demanda que vem à frente.

No gás e energia, temos uma infraestrutura de importação e transporte de gás já instalada, suficiente para atender a demanda da Petrobras no Brasil até 2030. Não haverá grandes crescimentos. Nós estamos falando da demanda para levar o gás para a terra; evidente que trazer o gás da unidade de produção até a terra demanda investimentos, decorrente da produção de mais petróleo e, consequentemente, mais gás, mas é uma área que tem infraestrutura para atender suas demandas já bastante bem desenvolvida.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Na sequência, falamos de biocombustíveis. A área de etanol e a área de biodiesel acompanharão o crescimento do mercado doméstico de diesel e gasolina; maior crescimento, maior atuação em etanol e biodiesel.

Seguindo, a área internacional tem desafios enormes. Fizemos desinvestimentos, como os senhores sabem, no ano que passou na área internacional. A produção média da área internacional hoje é de 123.000 barris por dia, e deverá crescer para 267.000 barris.

Teremos um trabalho muito forte de estruturação do portfólio de exploração da área internacional. A qualidade desse portfólio será profundamente melhorada nesses anos que se seguem, dentro do próprio PNG e nesse horizonte de 2030.

Caminhando para o término dessa etapa da nossa apresentação, temos desafios das funções corporativas na área de recursos humanos. É uma Companhia que cresce de forma ponderada, de forma medida e de uma forma administrada, com bases, com princípios e com memória de cálculo. O que nós trabalhamos muito intensamente é com o bem maior dessa Companhia, que é a nossa força de trabalho.

Existe todo um trabalho já em execução pela Diretoria Corporativa de Serviços para atrair para os quadros da Petrobras profissionais bem formados, com condição de acompanhar esse crescimento que apresentamos aqui.

A responsabilidade social é um desafio nosso. Nós entendemos e consideramos a responsabilidade social de forma decisória nas nossas decisões com relação a participar deste ou daquele negócio, deste ou daquele empreendimento.

Ressalto de forma expressiva, considerável e enfática, a importância que damos à segurança, meio ambiente e saúde na nossa Companhia. A tecnologia nos faz ser o que somos hoje. Temos um dos maiores centros de pesquisas do mundo, e manteremos a tradição, sendo uma das empresas do mundo que mais investe em tecnologia.

Concluindo, nossa missão, nossa visão e nossos direcionadores: atuar na indústria de petróleo de forma ética, segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, fornecendo produtos adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do País, do Brasil, e dos países onde atuamos.

Ser uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo e a preferida dos seus públicos de interesse. Chamo a atenção dos senhores, ser uma das cinco significa ser uma das cinco maiores produtoras de petróleo do mundo.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Direcionadores corporativos e crescimento integrado. Muitas vezes, somos perguntados: por que ser uma empresa integrada? Essa é uma premissa, e esse tem sido o modelo das grandes operadoras de petróleo no mundo, hoje. Somos uma empresa que faz a exploração e produção, gás e energia, refino e atendimento ao mercado.

Rentabilidade e responsabilidade social e ambiental. Essa é a visão que temos. A Petrobras planeja produzir no Brasil 3,7 milhões de barris de petróleo por dia de 2020 a 2030. Quando eu olho para o exterior, chegaremos a 4 milhões de barris.

Um País com grande potencial de acumulação de hidrocarbonetos e grande potencial de ser uma das mais desenvolvidas, atraentes e competitivas indústrias de petróleo do mundo. Não seremos 100%, mas pouco mais de 70% da produção. É assim que entendemos que devemos nos posicionar.

Eu bebo mais um gole de água, peço mais 30 minutos dos senhores, talvez menos, para passar agora ao planejamento, ao plano de negócios e gestão da Companhia.

No plano de negócios e gestão da Companhia, 2014-2018, nós mostramos 2014 a 2030. O plano de negócios e gestão é uma determinação da financiabilidade dos anos de 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018. Essa Diretoria está na condução da Petrobras há dois anos, e estamos com o nosso terceiro plano de negócios e gestão aprovado ontem pelo Conselho de Administração.

Isso demonstra que estamos o tempo todo com o pé no chão, revendo metas, buscando os indicadores, verificando a real possibilidade de fazer, de postergar, olhando mercado. São dois anos, três planos, e a revisão de um plano de um horizonte maior, até 2030.

Então, vamos ao plano de negócios e gestão 2014-2018. Começamos com 46 descobertas nos últimos 14 meses. Nós tivemos 22 descobertas no mar, porque tudo começa com as reservas. Tudo começa com o potencial petrolífero do país em que você decidir investir 96% do seu CAPEX, dos seus recursos, do seu investimento.

46 descobertas nos últimos 14 meses, das quais 24 marítimas, sendo 14 no pré-sal. Nós tivemos um sucesso excepcional, como foi colocado, 100% no pré-sal, e um trabalho muito forte para o desenvolvimento da produção.

E aí eu chamo o próximo slide, falando do nosso crescimento em 2014, 7,5%, mais ou menos 1%, partindo de 1,93%. Chamo a atenção para o fato de que em 2020 estaremos produzindo 4,2 milhões de barris, estamos confirmando essa produção; 2018, esse é um número novo na curva, 3,2 milhões de barris de petróleo por dia. Lá em 2020, operaremos, a Petrobras operadora, 4,9 milhões de barris de petróleo por dia. Ou seja, lá em 2020, além desses 4,9 milhões, tem mais 700.000 que são dos nossos parceiros, para os quais operamos.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Hoje, já temos uma produção de petróleo em que nós operamos de 1,98 milhão; esse 1,93 milhão é a parte Petrobras. 1,98 milhão de barris de petróleo por dia operados para a Petrobras. Ou seja, existe um volume relativamente considerável em que operamos para os nossos parceiros. Essa é a curva de óleo, e agora a curva de gás Petrobras.

Se considerarmos barris de óleo equivalente, em 2018 3,9 milhões de barris de óleo equivalente, e em 2020, 5,2 milhões BOE. E como fica isso? O que está acontecendo na indústria naval offshore, na indústria de bens de serviços no Brasil e no exterior para que nós possamos confirmar essa curva de produção?

Nós tivemos nove unidades concluídas no ano de 2013, cinco delas produziram o primeiro óleo, e outros poços estão sendo interligados, como Cidade de São Saulo e Sapinhoá, que temos essa produção de 36.000 barris por dia, a P-58 e a P-62, que opera, a P-61, TAD e P-63, elas estão na alocação, passando já pelo finalmente dos processos que antecedem a efetiva produção do primeiro óleo.

2014 e 2015, damos a previsão do trimestre. Estamos dizendo que Cidade Ilhabela, por exemplo, entra no 3T. É uma unidade, você vai aqui no estaleiro Brasa, e ela está sendo concluída, com muitos módulos já sendo interligados no casco da unidade. Iracema Sul e Cidade Mangaratiba, em Angra, estão ali, é só ir lá e ver. Iracema Norte, também. Então, temos uma visão precisa do que do que vai acontecer em 2014 e 2015.

2016 e 2017, temos um trabalho muito forte de fazer acontecer. Já não estamos mais trabalhando em cima do hoje, estamos construindo o ano que vem, o outro ano. Nós não estamos mais trabalhando como trabalhamos tão intensamente para que acontecesse essa nova unidade de produção. Estamos olhando para frente, trabalhando na frente.

Eu sempre digo que, esse dia de hoje, começamos a construí-lo há quatro ou cinco anos. O resultado de hoje é o produto de um trabalho de quatro, cinco anos. O ano que vem também é um produto de três ou quatro anos atrás. Então, estamos trabalhando essa produção do ano de 2016 e 2017 muito intensamente. Não temos previsão de trimestre, temos a previsão do ano.

Chamo a atenção, no slide anterior, porque aí vamos construindo a lógica da financiabilidade do plano, que essas unidades estacionárias de produção em vermelho ainda não foram licitadas. Tartaruga Verde e Mestiça está em processo de licitação, todas as outras também em processo, mas não estamos na rua já chamando para cotação.

Na sequência, ano a ano, voltamos 1 milhão de barris de capacidade adicional no ano de 2013, em 2014 mais 300.000 mil, 150.000 mil, e 2016 e 2017, 1 milhão de barris, 900.000 mil, 1,5 milhão de barris de capacidade. Isso são obras.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Por isso que planejar é muito difícil, mas menos do que isso do que foi há três ou quatro anos, quando havia uma grande questão do que conseguiríamos fazer, do que a indústria nacional poderia fazer, do que a China poderia fazer para nós, do que a Coreia poderia fazer. Como fazer para integrar o Brasil e os outros estaleiros?

Hoje, o planejamento é bem mais razoável. Não é fácil, mas é razoável. E essas unidades todas estarão em processos de licitação em 2014 e 2015. Essas sete unidades estacionárias de produção, para que o primeiro óleo de Tartaruga Verde e Mestiça aconteça em 2017, e que as outras seis unidades aconteçam em 2018.

Nós temos as sondas de perfuração, temos as unidades de produção, e precisamos dos barcos para fazer as interligações, os PLSVs. Passamos um 2013 difícil por conta do baixo número dessas unidades, desses barcos disponíveis. São barcos de alta tecnologia, 33, 42, 44 meses para a construção e operação.

Estamos resolvendo ao longo de 2014 as restrições relativas aos PLSVs, que eram pra ter sido contratados em 2011, acabaram sendo em 2012 e 2013. Esse é um desafio também em superação.

Na sequência, passamos para a área de refino. Trabalhando as curvas que os senhores viram no planejamento estratégico, vermelho é demanda, essa azul é a produção de petróleo da Petrobras, porque a coisa vem lá de trás. Essa produção vem de um estudo muito forte de reservatório, vem de um conhecimento, de uma determinação da curva de produção, para que possamos montar a nossa estratégia de refino.

Rnest trem 1, 4T, Rnest trem 2, 2T, Comperj no ano de 2016, Premium 1 no ano de 2018. No Comperj, nós temos uma evolução, que mostro no próximo slide, bastante boa no período. Nós temos muita satisfação dessas curvas.

Fechamos a 'boca do jacaré'. O físico e o financeiro estão andando juntos. Previsto 87%, realizado 84%, essa é a medição de janeiro. O financeiro colado com o previsto e planejado, e curva S do Comperj também andando bem apertada, o físico e o financeiro. O jacaré foi embora. A boca está fechada. É um trabalho muito difícil, mas estamos chegando lá. São grandes projetos. Nós construímos materiais e serviços, nós contratamos. Então, é um trabalho de gestão muito grande da área de refino.

Projetos do gás e energia. A UTE Baixada Fluminense terminou no prazo, aliás, um mês antes. Estamos aproveitando esse momento de TLD, de R\$840 por MW/h, a térmica entrou antes. Estamos com um resultado excelente, no prazo, um mês antes; e nos custos, temos projeções de outras térmicas em parceria, projetos muito menores em infraestrutura apenas para integrar o gás.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

O sulfato de amônia em Sergipe, fertilizantes, também concluídos; a Unidade de Fertilizantes 3 já com 74%, parte dela entra em operação até o final desse ano; e a Unidade de Fertilizantes 5 recentemente ingressa ao pacote de projetos em implantação.

Os valores do plano de negócios e gestão, na área internacional, como eu coloquei, o nosso negócio na área internacional é exploração e produção. Não é refino, não é derivado, não é térmica, nada. É exploração e depois a produção. É um desafio muito grande, porque temos que crescer a uma taxa de crescimento de 8,9% ao ano para dar essa produção até 2020. E considerando o nosso petróleo e gás natural, uma taxa um pouco maior.

Os fundamentos do plano de negócios e gestão são exatamente os mesmos fundamentos do plano de negócios e gestão 2012-2016, 2013-2017 e 2014-2018: prioridade à área de exploração e produção, disciplina de capital, desempenho, gestão focada no atendimento das metas, gestão integrada do portfólio.

Essa é uma Companhia que tem subsidiárias, mas é uma Companhia só. Máximo aproveitamento entre as sinergias dos ativos e entre as companhias; segurança, meio ambiente, eficiência energética e saúde.

Manutenção do grau de investimento. Não haverá emissões de novas emissões. Convergência com os preços internacionais de derivados. Parcerias e reestruturações nos modelos de negócio. Parcerias e parcerias.

A nossa carteira aprovada ontem no Conselho de Administração, US\$220,6 bilhões, com os seguintes pressupostos de financiabilidade; aliás, o E&P tem 70% desses US\$220,6 bilhões: manutenção do grau de investimento. Existe um compromisso e uma cobrança efetiva do Conselho de Administração da Petrobras para que os nossos indicadores retornem aos níveis estabelecidos pelo conselho em até 24 meses.

O que é muito importante é demonstrarmos uma reversão da trajetória ascendente desses indicadores. Trabalhamos para que haja uma tendência para que aconteça a queda, e que em 24 meses nós tenhamos atingido os níveis indicados pelo Conselho, que são a alavancagem menor que 35%, dívida líquida/EBITDA menor do que 2,5%.

Como disse, não haverá emissão de ações, convergência com os preços internacionais, parcerias e reestruturação nos modelos de negócio.

Investimento do PNG, US\$220,6 bilhões. Nós tínhamos, até então, uma carteira em implantação e uma carteira em avaliação. Mantemos a carteira em avaliação com projetos de menor maturidade, e temos agora uma divisão entre projetos em implantação. Projetos em implantação são projetos que

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

estão em obra, ou que – é a minoria – os contratos já estão assinados e as empresas estão nos processos de mobilização.

Nós temos, dentro da mesma carteira, projetos em licitação, em processo de licitação. Todos os projetos do E&P saíram; eles eram considerados até o ano passado como projetos em implantação, mesmo que eu não tivesse iniciado o projeto de licitação. Não mais. Eles saíram. São processos que estão em processo de licitação. Tartaruga Verde e Mestiça já está no mercado. Outras unidades, ainda não.

A esses projetos do E&P que estão em processos de licitação se somam as refinarias Premium 1 e Premium 2. Nas refinarias Premium 1 e Premium 2, iniciaremos os processos de tomada de preço a partir de abril deste ano.

Essa junção, saída dos projetos de E&P de projetos em implantação, é para deixar claro o que a só Petrobras fará se atenderem as métricas internacionais. Havia um conceito, uma percepção de que “está em implantação, então a Petrobras fará de qualquer jeito”. Não faremos. Nós tiramos da carteira para deixar bem claro que faremos se atenderem nossos princípios de rentabilidade, evidentemente, se mantiverem os VPLs, e se atenderem as métricas internacionais.

Acontece isso para as refinarias Premium 1 e 2, e para todos os projetos de E&P igualmente, da mesma forma.

Então, temos uma carteira em avaliação de US\$13,8 bilhões, projetos de baixa maturidade, e projetos de altíssima maturidade, a grande maioria já em obra, de US\$206,8 bilhões.

Na área de exploração e produção, são US\$153,9 bilhões, 73% para o desenvolvimento da produção. A diferença é para exploração e infraestrutura de poços.

Olhando o gráfico em pizza da direita, de US\$135,9 bilhões do desenvolvimento da produção mais exploração, temos 40% no pós-sal e 60% no pré-sal.

Importante chamar atenção que os investimentos de exploração e produção no Brasil totalizam US\$198,7 bilhões, porque US\$44,8 bilhões, ou seja, 23%, são dos nossos parceiros. É uma participação já vinculada, é vinculante. A Petrobras vai junto com o parceiro. Então, estamos falando algo em torno de US\$200 bilhões só em exploração e produção

E é por isso que estamos dizendo que vamos, a partir de 2020, alcançar 3,7 milhões médios ao longo dos dez anos, 3,7 milhões de barris por dia, ou de 2,9 milhões no período 2013-2020. Os investimentos estão acontecendo, com alto grau de maturidade.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Nas outras áreas, abastecimento, gás e energia e área internacional, os investimentos totalizam US\$58,5 bilhões. Nós temos carteira em implantação e carteira em processo de licitação, que é o caso das Premium 1 e 2. US\$38,7 bilhões no abastecimento, US\$10,1 bilhões na área de gás e energia, e US\$9,7 bilhões na área internacional.

Mantidos todos os programas, para nós é muito gratificante, mais fácil apresentar os programas aos senhores, apresentar à imprensa, apresentar ao mercado, porque eles têm número e têm resultados. O PROCOP, R\$4,3 bilhões no caixa da Companhia, INFRALOG mais PRC-Poço com R\$1,5 bilhão, e o PROEF com R\$3,2 bilhões no caixa da Companhia. Então, chegamos aqui com muito mais vontade, com muito mais certeza e mais seguros. Os programas continuam ao longo de 2014 a 2018.

Temos métricas muito mais claras para esses programas. No caso do PROCOP, o custo de extração sem o PROCOP já teria uma redução de 5,9% ao ano, por conta do grande potencial dos poços do pré-sal; e com o PROCOP teremos uma redução desse custo de expansão de 7,2% ao ano.

Na área de logística, do abastecimento, sem o PROCOP teríamos um crescimento de 0,78% ao ano, e com o PROCOP teremos um crescimento, porque é mais petróleo, é mais derivado, tem mais custo logístico, mas de 0,12%.

E impressionante, no custo de refino, mais refino, mais refinarias, teríamos sem PROCOP um acréscimo de 1,32%, e teremos uma redução efetiva para -0,40%. Ou seja, o abastecimento tem feito um trabalho gigante; junto com as outras áreas, mas o abastecimento tem trazido resultados mais evidentes agora, no curto prazo.

Caminhando para o final dessa apresentação, nós vamos falar da financiabilidade. À luz da baixa maturidade dos projetos não considerados na análise de financiabilidade, porque você não tem como considerar na financiabilidade um projeto que dá VPL negativo, um projeto que não saiu da fase 1, não saiu da fase 2; ou seja, ele tem um longo caminho a percorrer, como tiveram as Premium 1 e 2, para confirmar sua viabilidade econômica, pelo menos.

Carteira em implantação, o que garante a produção de 4,2 milhões de barris de petróleo por dia, nós trabalhamos a financiabilidade de US\$206,8 bilhões.

No próximo slide, mostramos, mais uma vez, a grande participação do E&P nos investimentos da Petrobras, e o que ela vem crescendo nos últimos cinco planos de negócio. No plano 2010-2014 era 48% de E&P, passou para 52%, 56%, 62% e agora 70% de investimento para o E&P. No abastecimento, uma redução de 35% para 27% no plano anterior, 18% neste plano; as demais áreas em crescimento, de 11% para 12%, praticamente igual.

Financiabilidade. Premissas de planejamento financeiro. A análise de financiabilidade considera uma carteira de US\$206,8 bilhões. A carteira do plano anterior era muito próxima a ela. Não tinha as

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

refinarias dentro, e vários projetos foram concluídos. Preço do Brent, US\$105 em 2014, diminuindo para US\$100 até 2017, e para US\$95 no longo prazo.

A taxa de câmbio média, R\$2,23 em 2014, valorizando para R\$1,92 no longo prazo. Alavancagem menor que 35%, alavancagem decrescente, porém que ultrapassa o limite em 2014. A dívida líquida pelo EBITDA menor que 2,5x, o indicador ultrapassa esse limite em 2014, e permanece abaixo de 2,5x a partir de 2015, e abaixo de 2x no fim do período.

Esses indicadores de alavancagem e dívida líquida/EBITDA estão sendo acompanhados pelo Conselho de Administração da Petrobras, que sabe, não só porque aprovou o plano ontem, mas acompanha isso há meses, que nós precisamos retornar os indicadores aos valores impostos pelo Conselho, e que levaremos dois anos para isso. Por isso, o ano de 2014 é um ano dado, é um ano posto, e não temos como reverter esses indicadores de forma lógica para o ano de 2014.

O preço dos derivados no Brasil. Essas são palavras do Fato Relevante de novembro de 2013, aprovada pelo Conselho, não Fato, mas a política comercial, convergência dos preços no Brasil com as referências internacionais, conforme política de preços de diesel e gasolina apreciada pelo CA em 29 de novembro de 2013.

Penúltimo slide, fluxo de caixa operacional e necessidades de financiamento. À esquerda, fontes, à direita, usos. Temos um fluxo de caixa operacional após dividendos dos investimentos de US\$182,2 bilhões, uma captação bruta de US\$60,5 bilhões. Na sequência, um uso de caixa de US\$9,1 bilhões, e reestruturações nos modelos de negócios, totalizando US\$261,7 bilhões como fontes.

Nos usos, temos US\$206,8 bilhões que são os investimentos da carteira em importação em processo de licitação, e um pagamento de dívidas de US\$54,9 bilhões, totalizando US\$261,7 bilhões.

Temos necessidade anual de captação de 2014–2018, porém mantemos o fluxo de caixa livre antes de dividendos a partir do ano de 2015. 2015, 2016, 2017 e 2018. Temos uma dívida bruta e, por isso, precisamos captar US\$12,1 bilhões e US\$1,1 bilhão, que seria nossa dívida líquida, que se soma aos nossos investimentos. Porém, menor do que foi colocado no plano passado, de US\$4,3 bilhões como captações líquidas.

Esse crescimento da nossa geração operacional decorre do aumento da produção. Trocamos, no ano de 2013, de 1,93 milhões de barris para 2018 de 3,2 milhões de barris de petróleo por dia de óleo produzido.

Além disso, e de imensa importância, concluímos a Rnest, tanto o trem 1 quanto o trem 2 no ano de 2014 e no ano de 2015, e o Comperj trem 1, e teremos mais produto, mais derivado nacional compondo nossa produção de derivados no Brasil, minimizando as importações.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Importante, as reestruturações nos modelos de negócios reduzem nossa necessidade de caixa no ano. Trocamos CAPEX por OPEX dentro dessas reestruturações nos modelos de negócio que estamos trabalhando.

Enfim, terminando, e agradecendo sinceramente a audiência dos senhores, nossa alavancagem decrescente, dentro do limite máximo de 35% a partir de 2015, e uma relação da dívida líquida/EBITDA decrescente, atingindo valores abaixo dos limites colocados pelo Conselho, de 2,5x, já a partir de 2015.

Muito obrigada a todos que nos escutam aqui, todos os empregados que nos assistem, a todos os jornalistas que nos acompanham no 24º andar, obrigada à Diretoria da Petrobras, e estamos à disposição dos senhores para perguntas e nossas respostas, respostas estas que serão, em sua maioria, atendidas, respondidas pela Diretoria. Muito obrigada, senhores e senhoras.

Moderador:

Agradecemos à Presidente e aos Diretores da Companhia pela apresentação. Neste momento, encerramos a transmissão através da WebTV. Agradecemos a audiência de toda a força de trabalho da Petrobras.

Lembramos que este evento está sendo transmitido para o público externo pela Internet, em português com tradução simultânea para o inglês, no endereço www.petrobras.com.br/ri.

Informamos também que esta apresentação já está disponível no endereço www.petrobras.com.br/ri. O vídeo deste evento será disponibilizado mais tarde.

A transmissão deste evento está sendo acompanhada por cerca de 1.500 pessoas no Brasil e no exterior, pela Internet e pelo telefone.

Neste momento, será aberta a sessão de perguntas e respostas somente ao público presente, que devem ser feitas pelos microfones disponíveis com as recepcionistas.

Solicitamos, por favor, levantar a mão, que a recepcionista levará o microfone para a sua pergunta. Pedimos, também, que se identifique e faça a pergunta ao microfone, para que o som seja captado na transmissão.

Primeira pergunta, pode ficar de pé, por favor.

**Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014**

Luis Carvalho, HSBC:

Bom dia. Eu tenho três perguntas. A primeira, para a Presidente Graça. A senhora menciona um crescimento de curva de produção praticamente estável entre 2020 e 2030. Eu vejo que tem muita gente da indústria, fornecedores de equipamentos de sonda, e basicamente, o esforço que a indústria terá que fazer para sair de uma produção de 1,9 milhão para 4 milhões é muito diferente da manutenção desse esforço, depois de atingida essa produção, a discussão que eu tenho com o Formigli sobre declínio e tal.. Mas assumindo que essa produção fique estável, e que tenha esse declínio para frente, como a senhora vê a indústria com uma demanda menor para frente?

A segunda é para o Barbassa. Um dos pontos que vemos é que a Rnest terá um custo, um investimento aproximado de US\$20 bilhões a US\$22 bilhões, se não estou enganado. Hoje, a Petrobras tem apresentado uma margem negativa no segmento de refino, dada a paridade contra o mercado internacional. Em algum momento que essa unidade entrar em produção, provavelmente o teste de impairment terá que ser feito. Queria entender como isso está sendo negociado, se existe já algum tipo de discussão no Conselho Fiscal, e como isso poderia, dada uma possível perda relevante, impactar na política de dividendos.

E uma última, para o Formigli, se me permitem, é que curiosamente não vimos no plano nenhuma discussão sobre cessão onerosa. Queria entender como está o andamento desse processo, e se tem algum tipo de ajuste de contas já previsto no plano. Obrigado.

Maria das Graças Silva Foster:

Obrigada pela pergunta. A curva de produção é constante, e nós apresentamos a curva de produção média. Existe uma rampa, uma descida e uma subida. Estamos no ano de 2014, em 2020 a curva está definida, e para projetar 2030, criar expectativas do picos de mínimos e do máximos, fazendo como faz a indústria, como fazem os previsores.

Então, curvas de produção são a média de produção. Quando você sai de 2,8 milhões para 3,7 milhões só no Brasil, médio, existem rampas e existem vales. Na média, essa é a produção em que a Petrobras prevê que ela esteja. E a Petrobras enxerga o Brasil com 5,2 milhões médios, não a 7 milhões.

Como eu vejo a indústria? Eu vejo a indústria de petróleo, a indústria de bens de serviço, de sondas, a indústria naval offshore muito bem no Brasil. Que país tem a estabilidade regulatório que nós temos? Hoje, convivemos com três modelos regulatórios, sem dúvida no início da convivência com esses modelos, e com potencial petrolífero grande.

E nós trabalhamos de forma bastante restritiva. A visão da Petrobras, a visão do negócio dentro da potencialidade. Outros previsores veem números maiores que o nosso, outros um pouco melhores.

**Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014**

Nós fizemos uma análise determinística e probabilística do atendimento da indústria nacional de bens e serviços até 2030, e entendemos que ela estará muito bem.

Almir Guilherme Barbassa:

Na questão Rnest e impairment, nós não esperamos a completção da obra para fazer essa avaliação. Ela foi feito no final do ano passado, como fazemos dos grandes projetos, do custo mesmo da sua produção. E a conclusão é que não houve impairment.

Há que se colocar aqui a questão do critério que se aplica para esse cálculo, essa avaliação. Nós temos, na nossa área de refino, uma gestão integrada de todas as refinarias.

Essas refinarias novas vêm com uma tecnologia nova, com uma produtividade diferenciada, e elas se integram no parque de refino trocando produtos, gerando muito mais valor do que pode, se olhada individualmente.

Então, a unidade geradora de caixa para efeito de teste de impairment é o conjunto das refinarias. E essa avaliação foi feita, será feita ao final do próximo ano, e tem indicado a recuperação, que os valores investidos retornam com sua produção.

Petrobras:

Queria complementar que não é só na questão de ganhos de integração pelo fato de ser uma unidade única de abastecimento que ela compensa ganhos de eficiência, mas deixa de fazer investimentos importantes que deveríamos fazer se ela não estivesse, porque ela geraria com outra para suprir mercado em qualidade e quantidade.

José Miranda Formigli Filho:

Cessão onerosa: começamos a negociação a partir de dezembro. Declaramos a comercialidade, como todos sabem, de Franco, que passou a se chamar Sul de Tupi, que virou Sul de Lula. Os trabalhos na área de exploração e delimitação estão indo muito bem, todas as perfurações e os testes que precisamos fazer.

Essas negociações, hoje, existem todas na mesa, Petrobras junto com três órgãos do Governo – Ministério de Minas e Energia, Ministério da Fazenda e ANP. Estamos colocando, bem claramente, da nossa parte, todos os custos envolvidos, todo o CAPEX e OPEX específico para as áreas da cessão onerosa.

Nisso se fala que é tudo pré-sal, mas há pré-sal e pré-sal, e cada um tem algumas peculiaridades, e isso está sendo muito bem documentado e exposto neste momento que temos agora com o Governo.

**Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014**

Temos até o prazo normal, até setembro de 2014, e entendemos que estamos indo muito bem em termos de exploração. Se precisarmos estender mais um pouco, por alguma necessidade de mais informações, temos essa abertura dentro do contrato.

Na cessão onerosa, no momento, temos a visão de que produziremos 5 bilhões de barris dela, conforme prevíamos originalmente. O óleo dos 5 bilhões, não temos a menor dúvida de que ele está lá.

Se eu puder fazer um comentário sobre o declínio, complementando a resposta da Presidente, sobre a indústria, vamos pensar o seguinte: se 5,2 milhões for a produção do Brasil, operada no Brasil todo, essa produção tem um declínio, se os reservatórios forem tão bem desenvolvidos como fazemos hoje, de 10%. Quase 520.000 todo ano, em que temos colocado óleo novo para substituir isso.

Como nunca podemos colocar os 520.000, vamos para 600.000. 600.000 são seis unidades de 100.000 barris. Nós precisamos fazer workover dos poços, precisamos fazer manutenção. A quantidade de serviços que existirá na indústria nesse período 2020-2030 é muito grande, como é hoje.

Maria das Graças Silva Foster:

Você estava querendo saber por que de 2020 para 2030 estava flat?

Luís Carvalho:

Não, é que realmente, o esforço de sair de 2 milhões para 4 milhões, ou para 5 milhões, é diferente da manutenção de 4 milhões a 5 milhões. A pergunta era se a capacidade da indústria, pela capacidade de infraestrutura, se ela estaria sobreofertada. É mais ou menos isso. Está explicado. Obrigado.

Vicente Falanga, Bank of America:

Bom dia. Minha primeira pergunta vai para o Cosenza. Se você puder explicar melhor essa queda de 40% que aconteceu no refino, qual é a porcentagem das obras de Premium 1 e 2 que está no CAPEX em licitação, e se esse número deve subir nos próximos planos daqui para frente.

A segunda pergunta é para o Formigli novamente, sobre essa questão do retorno até 2030. Quanto vocês acham que precisam adicionar de reservas ou descobertas para manter essa produção em 40 milhões de barris por dia até 2030? Obrigado.

José Cosenza:

Se eu entendi sua pergunta, nós temos um plano de investimento em função de ter sustentabilidade financeira em nossos empreendimentos. Isso é a base do plano. As alternativas que estamos

**Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014**

buscando são, justamente, dentro dos negócios, conseguir fazer com que haja financiabilidade do plano, e disso decorreu o CAPEX que estamos gerando, e na área de abastecimento é a mesma coisa.

Maria das Graças Silva Foster:

Deixe-me lhe fazer uma pergunta: o que você quer saber, objetivamente? Faça uma pergunta objetiva para eu poder responder, ou eu não consigo.

Vicente Falanga:

Qual é a porcentagem da obra de Premium 1 e Premium 2 que está incluída nesse CAPEX agora? 50% das obras? 20% das obras?

José Cosenza:

Nós estamos em uma fase de avaliação de projetos. Não temos obra em execução na Premium 1 e Premium 2. O que estamos fazendo é análise de projeto. Nosso projeto já está com VPL positivo, estamos buscando utilizá-las a mais, que é uma forma de viabilizar o empreendimento através de financiabilidade.

Existe, sim, um estudo extra-custo de engenharia de projeto aí. Nós temos um detalhamento, estamos evoluindo.

José Miranda Formigli Filho:

Para podermos manter aquele nível de produção de 3,7 milhões lá na frente, já temos um R/P de 20, para uma produção de 2 milhões, arredondando. Se quase dobrarmos e mantermos essa R/P também, porque queremos continuar como empresa ao final de 2030, o que normalmente consideramos é que buscamos um VDER, um volume descoberto economicamente recuperado – isso não é reserva, porque não anunciamos isso – que varia entre 2 bilhões a 2,5 bilhões por ano. E este número, não divulgamos.

Vocês não sabem qual é o VDER que anualmente a Petrobras incorpora. Nós divulgamos as reservas.

O planejamento de longo prazo do Carminatti, olhando toda aquela questão que a Presidente falou, com a política de exploração com a consideração do risco, busca ter oportunidades que supram com o VDER entre 2 bilhões a 2,5 bilhões de BOE por ano.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Paula Kovarsky, Itaú BBA:

Boa tarde. Vou tentar ser bastante objetiva na pergunta, ela tem a ver com financiabilidade deste plano. A geração de caixa, e também a reestruturação dos modelos de negócio – entendo eu que isso quer dizer diminuir CAPEX e aumentar OPEX –, toda essa projeção leva em consideração uma série de premissas, e acho que não vale a pena discutirmos aqui as premissas, se é preço de petróleo, que câmbio é esse de R\$2,20, qual é a premissa para ele chegar a R\$1,92; mas certamente há uma geração de caixa no mínimo agressiva.

Isso significa que, para o Conselho possa levar a sério a ideia de chegar a daqui dois anos com 2,5x net debt/EBITDA, ou daqui a um pouco mais de tempo nesse patamar, tem que ter flexibilidade em outros lugares.

O que eu estou querendo perguntar efetivamente é: qual é realmente a diferença entre o CAPEX em implantação e o CAPEX em licitação? Que flexibilidade existe em, eventualmente, pegar uma parcela desse CAPEX que está em licitação e atrasá-lo, se por acaso não for possível atingir o nível de endividamento de 2,5x? E em que medida o comprometimento do Conselho com esse nível de alavancagem está alinhado com o comprometimento do Conselho com aumento de preço daqui para frente? Porque senão, pelo menos nas nossas contas, fica muito difícil chegar lá, apesar de uma perspectiva muito melhor de crescimento de produção.

Maria das Graças Silva Foster:

Com relação à separação da carteira, eu posso fazer desta carteira em implantação. Eu tenho uma carteira em implantação que é compromisso assumido, são obras que estamos construindo em várias áreas. Nós temos como premissa concluí-las.

Nós retiramos da área do grupo em implantação aquilo que efetivamente não estava em implantação, que efetivamente não é compromisso assumido, e tem algumas unidades de produção. Essas unidades de produção que não estão efetivamente em implantação e que não têm obra. Não estamos nem quebrando pedra, nem serrando cabo de aço, cortando chapa.

Então, fizemos essa carteira, que junta refinaria Premium 1, refinaria Premium 2, licitação de Tartaruga, licitação no Espírito Santo; uma série de projetos. Efetivamente, temos total liberdade, e mais que isso, a obrigação de somente realizá-las se estivermos em condições de realizar este pacote em implantação.

Que câmbio é esse de R\$2,23, que você disse que não queria discutir, mas eu quero aproveitar a oportunidade, esse R\$1,92. Vocês deveriam estar muito preocupados se fizéssemos uma projeção de câmbio de mais que R\$2,50, R\$2,60, quando para nós, quando exportadores de petróleo, nessa subida, o resultado da Companhia fica muito melhor com um câmbio ainda mais depreciado em Real.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

Com certeza, Paula, foram feitos vários testes de estresse, em que colocamos essa financiabilidade, temos um câmbio maior no curto prazo, maior que os R\$2,23, mas mantém um câmbio alto também quando minha produção sobe, e você verá que no primeiro ano você faz uma captação maior, tem um indicador pior que o colocamos. O ano de 2014 é um ano posto. É um ano que foi construído quatro, três, dois, um ano atrás. Este é o ano. O ano de 2015 está menos na mão para soluções que os anos de 2016, 2017.

Então, em um cenário em que você efetivamente está muito próximo de se tornar exportador de petróleo, em que você tenha um câmbio aqui no Brasil, um Real ainda mais depreciado, ele favorece. Então, nós procuramos trabalhar em uma média, e fizemos a análise de estresse de fato, para que nos sentíssemos confortáveis, seguros de trabalhar com esse câmbio que apresentei agora.

Coloque em uma simulação R\$2,5, R\$2,6, R\$2,7 no câmbio no futuro. Você faz mais captação em 2014, menos no ano que vem, usa um pouco mais do caixa neste ano e capta menos no ano que vem; e ano que vem, 2015, é um ano de menor investimento que este ano.

Então, estamos seguros – confortáveis, nunca – do trabalho que fizemos. Que câmbio é esse? Eu acabo de lhe falar.

Paula Kovarsky:

Desculpe, Graça, não quero entrar na discussão de câmbio novamente, porque essa discussão é tão verdade quanto mais rápida for a convergência de preços. Essa é a nossa dúvida, e infelizmente temos que conviver com ela.

Então, talvez a melhor forma de fazer a pergunta seria: qual é o tamanho do CAPEX em implantação e qual é o tamanho do CAPEX em licitação. Se você puder dividir conosco esses números, acho que fica mais fácil de entendermos e termos um pouco mais de conforto com a tendência. E saber mesmo julgar, e até antecipar quais podem ser as medidas para ajudar na convergência desse net debt/EBITDA com e sem paridade.

Maria das Graças Silva Foster:

Nós trabalhamos com convergência de preço, e se separarmos o que é em implantação e o que é em licitação, é muito rápido e muito fácil tirar preços de referência para o mercado, e não queremos fazer isso. Então, temos em licitação, em implantação, e essa carteira em licitação será percebida, porque ela vai andar. Vocês verão que ambos os projetos em licitação deverão acontecer.

O fato é que há dois anos seguramos a carteira de projetos novos, projetos em avaliação. Passaram três projetos: um que já vinha sendo licitado, que é a unidade de amônia, o único projeto que passou para a carteira em implantação, com os contratos já assinados. A mobilização já começou, e estão aí a

**Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014**

1 e 2, que têm um caminho a perseguir, junto com outras unidades de produção e outras contratações.

Tem que atender os preços internacionais, tem que atender o VPL dos projetos, que justificaram a saída da avaliação para a carteira em licitação.

Mas poderemos conversar muito sobre o câmbio uma hora dessas, Paula.

Paula Kovarsky:

Só uma última dúvida: na discussão de modelo do negócio, você comentou sobre diminuir CAPEX e aumentar OPEX, acho que é claramente o movimento de deter mais leasing. Você poderia nos dar exatamente qual é a ordem de grandeza da redução de CAPEX que essa revisão propiciou?

Maria das Graças Silva Foster:

Nós temos uma variação de mais e de menos, troca de CAPEX por OPEX a depender do custo disso, de quanto isso nos alivia, quanto de fato precisamos dessa troca. Precisamos de um tempo, nós trabalhamos dentro do plano com limites, e muito em breve estaremos no mercado, chamaremos para apresentação de discussão e apresentação de propostas. Vamos alimentando o mercado gradativamente.

Nelson Leite, FMC:

Bom dia. Eu tenho uma pergunta de fornecedor de equipamento e de bancos. Relacionado, a senhora falou da divergência de preço, que já foi mais ou menos explicada, mas muito focada no câmbio. Eu gostaria, se fosse possível, de entender um pouco mais sobre a sensibilidade do plano da Petrobras em relação à convergência do preço nacional com internacional, o quão sensível é esse plano de negócio, mais o de 2014 a 2018.

Maria das Graças Silva Foster:

No negócio de petróleo, para uma empresa verticalizada e que tem o tamanho que a Petrobras tem, os resultados da Petrobras são sensíveis a preços no Brasil. Não existe a premissa de que a Petrobras não tenha convergência com os preços internacionais, nem no ano de 2014.

Vamos atingir a plenitude, a paridade 100% em 2014? Não, o plano não considera isso. Mas o plano considera que marchamos na busca da convergência e da paridade nos dois anos que nos foram impostos para que retornemos com os indicadores.

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

É um trabalho muito forte de investimento, por isso tenho que ter opções, tenho que ter saída. Eu tenho as obras em implantação, isso é um fato, é uma premissa, e tenho que ter oportunidades e caminhos. Então, a depender dos indicadores, nós vamos ou não, porque o endividamento tem que ser controlado, o EBITDA tem que estar respondendo, e aí podemos mais.

E o plano não exclui nenhum projeto da carteira, mas não se joga em projetos que não deem a viabilidade e a rentabilidade que a Petrobras precisa. Então, não existe, para a Diretoria da Petrobras uma proposição de um plano que não considera a premissa da busca da convergência.

José Mauro, FMC:

Saindo da parte financeira, indo para a parte tecnológica, se eu pudesse ter uma informação a respeito dessa discussão de aumento de declínio, de aumento de produção de água. No ano passado, a Petrobras recebeu um prêmio por ter desenvolvido uma tecnologia de separação e injeção de água no submarino. Se existe uma tendência, inclusive para aumento de eficiência dos campos maduros, de começar a utilizar mais as novas tecnologias que visem a maximização da recuperação, consumo de bombeio ou de separação.

Lembrando que, fazendo uma média da produção do petróleo, com esse regulamento de 1% de investimento em tecnologia, isso gerará uma necessidade de gastos de US\$1 bilhão ao ano. Como a Petrobras pretende incluir esses dois fatores?

Petrobras:

A primeira coisa, você falou sobre o aumento do declínio. O declínio não está aumentando. Esse é o primeiro ponto. A produção de água existe, está administrada, e se não injetar água e produzir água, não temos fator de recuperação acima de 50% em arenitos de água profunda na Bacia de Campos.

Não adianta criarmos um problema onde não existe. Esse é o primeiro ponto que temos que ver. E as tecnologias estão aí exatamente para nos ajudar a administrar os problemas da injeção da água, do tratamento e do descarte da água.

As tecnologias que vimos usando estão funcionando bem. Vocês verão no que foi apresentado agora, temos a revitalização de Marlim, dois projetos, e na revitalização de Marlim consideramos não apenas colocar plataforma adicional, consideramos ali as alternativas de exatamente colocar sistemas submarinos que possam diminuir a quantidade de capacidade instalada do processo, que o colega Figueiredo terá que construir plataforma para colocar no lugar.

Temos tido um resultado excelente com o bombeio multifásico, de vários fornecedores. Essa é uma tecnologia dominada também. Desde o primeiro momento dos projetos, hoje já consideramos isso

Transcrição da Teleconferência
Resultados do 4T13
Plano Estratégico 2030 e PNG 2014-2018 Petrobras
26 de fevereiro de 2014

como algo dominado. Aliás, não só a Petrobras, mas outras empresas fazem isso, inclusive aqui no Brasil.

Por último, não entendi sua pergunta com relação a tecnologia versus US\$1 bilhão. É sobre a participação especial que você quer falar? Nós teremos que investir, como estamos investindo hoje, em torno de US\$500 milhões associados à obrigação da PE. Não se esqueça que tem aumento de produção em unidades que não pagaremos PE. Cessão onerosa não tem PE, partilha também não. Mas a produção vai subir, e nessa produção que subirá, nós e nossos sócios teremos que fazer investimentos.

Certamente, direcionaremos os investimentos em projetos que sejam aprovados pela ANP; como você bem falou, o plano do ano passado foi bem nessa área, e em tecnologias que nos deem não apenas campos maduros, mas também novas opções em campos novos. Sabemos fazer esse balanço, como vimos fazendo até agora.

Moderador:

Mais alguma pergunta? Se não, senhoras e senhores, este evento está encerrado. A Petrobras agradece a presença de todos.

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