



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

Operadora:

Bom dia a todos e obrigada por aguardarem. Vamos dar início a mais uma teleconferência da Petrobras para discussão do novo Modelo Regulatório de Exploração e Produção que foi encaminhado ao Congresso Nacional. Estão presentes hoje conosco, o Sr. José Sergio Gabrielli de Azevedo, Presidente da Petrobras, e o Sr. Almir Guilherme Barbassa, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores. Informamos que este evento está sendo gravado, e que durante a apresentação da Empresa todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência. Em seguida, iniciaremos a sessão de perguntas e respostas apenas para analistas e investidores, quando mais instruções serão fornecidas. Caso alguém necessite de assistência durante a teleconferência, por favor, solicite a ajuda de um operador digitando *0.

O áudio e apresentação do evento de hoje estão sendo transmitidos ao vivo pela Internet no nosso site www.petrobras.com.br/ri. Antes de prosseguir, gostaria de esclarecer as palavras "acredita", "espera" e similares, relativas às projeções e metas constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras. Gostaria agora de passar a palavra ao Sr. José Sergio Gabrielli para dar início à apresentação. Muito obrigado.

José Sergio Gabrielli:

Bom dia a todos e todas. Vou tentar fazer uma apresentação pequena, rápida sobre o marco regulatório e o ambiente em que nós estamos para, depois, abrir o maior espaço possível para as questões. Em primeiro lugar, no slide que os senhores estão vendo reflete a área que nós estamos falando, que é uma área de 149.000 km², que é uma área que foi mapeada a partir do mapeamento das rochas reservatórias que são típicas da descoberta do pré-sal. São rochas carbonáticas, constituídas de microrganismos e que estão mapeadas nesta mancha azul escura do gráfico com 149.000 km², que é uma área bastante significativa, semelhante ao Golfo do México americano. Destes 149000 km², 41.700 km² já estão concedidos no sistema de concessão regido pela Lei 9.478. Sem concessão, portanto, pertencendo à União, ainda existem 107.000 km² e desse total a Petrobras tem como concessão para si, 24% dessa área. Nessa área o sucesso exploratório foi de 87% dos poços perfurados com objetivos de pré-sal, na área da Bacia de Santos tivemos 100% de sucesso exploratório. Próximo. O novo regime na verdade envolve três regulações distintas, a concessão atual que será mantida, inalterada, sem alteração dos contratos e alteração das condições existentes para as concessões atuais.

Para as novas áreas do pré-sal e chamadas áreas estratégicas, nós teremos dois regimes distintos: o regime de partilha de produção, que depois vou detalhar um pouco mais, e o regime de cessão onerosa de até 5 bilhões de barris de petróleo, que serão cedidos via aquisição onerosa por parte da Petrobras dentre os direitos, correspondente, portanto, ao volume que será originado de áreas que serão determinadas previamente ao contrato a ser assinado entre Petrobras e União para o desenvolvimento desses recursos. O sistema de partilha de produção, que é um sistema novo, é um sistema que será aplicado com algumas características que eu gostaria de chamar a atenção. As características que eu



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

acho que são relevantes chamar a atenção é que, em primeiro lugar, a Petrobras é a operadora de 100% das áreas, mas não exclusiva participante de 100% das áreas. Ela terá 30% sem licitação para que ela faça o investimento correspondente a 30% da atividade exploratória de desenvolvimento, e os 70% restantes poderão ser ou adjudados à Petrobras sem licitação, se assim decidir o Governo, ou colocados em licitação para as diversas empresas que queiram concorrer para este investimento de 70% restante. O 30% é mínimo consentido mandatoriamente à Petrobras e a Petrobras também terá o direito de concorrer em condições iguais aos outros para os 70% restantes, além de terem em alguns casos receber diretamente esses 70% por decisão do CNPE e do Governo. Na licitação para os 70% restantes, a União terá basicamente um critério de avaliação da proposta vencedora que será a proporção do lucro óleo que irá para a União. Próximo, por favor. Então, objetivamente se introduz, como todo contrato de partilha, a ideia do óleo custo e do óleo lucro. A licitação ocorre em função da parcela do óleo lucro que será destinada à União, e o vencedor será aquele que oferecer o maior percentual do óleo lucro para a União. Portanto, a licitação não é sobre o maior percentual do petróleo comum, do petróleo total produzido pela União, mas a maior participação do óleo lucro para a União. O óleo custo, ele será ressarcido ao operador e às empresas que participarem do investimento. Empresas que participam do investimento e operador e fazem 100% do investimento e tem a remuneração correspondente à sua parcela do lucro óleo. A União vai criar uma empresa, a Petrosal, que vai ter a principal função de minimizar o óleo custo, e tentar maior eficiência possível no processo e tentar reduzir a elevação do óleo custo de forma a ter maior excedente de óleo lucro possível, uma vez que a proporção desse óleo lucro é fixada no contrato inicial. O volume desse óleo lucro será elemento determinante de qual é a parcela que a União vai receber dessa produção. Por outro lado, é bom lembrar que este volume de óleo a ser entregue à União e às empresas, é um volume que depende fortemente dos preços futuros do petróleo. Quanto maior preço do petróleo futuro para compensar o óleo custo, o volume que é necessário alocar para esta compensação dependerá do preço do petróleo futuro, portanto, quanto maior preço, menor volume de barris irá ser utilizado para a remuneração do óleo custo e do óleo lucro nesse processo.

Do ponto de vista do operador, o que o operador faz na indústria de forma geral? É uma atividade responsável por propor ao Comitê Operacional, que vai ser constituído das empresas que ganharem a licitação dos 70%, do operador Petrobras e da Petrosal, este Comitê Operacional receberá uma proposta de condução das atividades de exploração e produção com definição de tecnologia, definição de pessoal, recursos materiais, equipamentos críticos, construção, manutenção da atividade de implantação dos projetos e de desenvolvimento da produção. É muito importante para o operador o acesso às informações estratégicas, portanto, a Petrobras esta valorizando muito o fato dela ser operador pela capacidade que ela terá de desenvolver novas tecnologias, de desenvolver mais conhecimento sobre a área. Evidentemente, que sendo um operador único, a economia de escala vai ser importante na montagem da infraestrutura e essa montagem na infraestrutura terá que ser compartilhada, dividida e de maneira justa, ressarcida pelos diversos consórcios que se estabelecerão nas diversas áreas que existirão na atividade de desenvolvimento da produção e de exploração. E você terá, portanto, a capacidade de ter uma otimização da utilização dos recursos de infraestrutura e de gestão no desenvolvimento dessa área. A ANP continua com o papel importante como agente regulador do sistema, ela promove as licitações, ela regula as atividades, ela fiscaliza as atividades em geral, ela aprova os contratos de partilha, ela aprova os acordos de unitização e ela compatibiliza as



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

diversas novas aplicáveis a diferentes regimes, ela continua inteiramente plena na capacidade de reguladora, na 9.478, e terá um papel mais de supervisão na nova Lei da partilha de produção. E vai, evidentemente, ter um papel importante em subsídios ao MME, na delimitação dos blocos, na entrada para sugerir a entrada de novas áreas para a exploração de desenvolvimento. O CNPE tem um papel extremamente importante na definição da velocidade do ritmo de entrada de novos blocos, o que será determinante para viabilizar uma política de conteúdo nacional em condições de acompanhar o crescimento da produção de petróleo. O CNPE terá também um papel extremamente importante na definição das metas e dos objetivos de longo prazo da razão, reserva, produção e das exportações brasileiras e, portanto, tem um papel muito importante na determinação do ritmo em que ocorrerá a entrada e alteração de novas áreas. O CNPE também determinará os blocos para contratação exclusiva com a Petrobras e os blocos que serão levados a licitação, portanto, o CNPE tem a prerrogativa de escolher quais os blocos que serão 100% Petrobras e quais aqueles que a Petrobras terá 30% podendo disputar os 70%. Ela vai definir os parâmetros técnicos e econômicos gerais dos contratos, as alterações da definição das chamadas áreas estratégicas também ficam sob responsabilidade do CNPE e, portanto, ele tem a redeterminação também desta área, com o melhor conhecimento, com melhor precisão do conhecimento dos reservatórios poderá também ser atribuição do segmento futuro.

A Petrosal tem uma função fundamental de aumentar o conhecimento da União sobre o dia-a-dia das operações da indústria de petróleo e tem como missão fundamental minimizar o óleo custo. Então o objetivo fundamental da Petrosal é controlar a elevação do óleo custo para viabilizar o máximo do óleo lucro para a União e, portanto, nesse sentido alinha-se com o interesse das empresas que também querem ter uma parcela maior do óleo lucro. Não assumirá riscos, ela não fará investimentos a não ser em casos muito excepcionais em que a União decida fazer investimentos de risco e, portanto, partilhar parte dos riscos, e ela poderá fazer isso por decisão do fundo social que foi criado. A gestão dos contratos de partilha de produção, portanto, será responsabilidade geral da Petrosal que terá um assento paritário com as empresas no Comitê Operacional e presidirá o Comitê Operacional com direito a veto. Conseqüentemente, a Petrosal terá um papel muito importante no acompanhamento das decisões do Comitê Operacional e da constituição da execução dos planos de desenvolvimento, dos planos de exploração que serão aprovados pela ANP. Ela não executará atividades operacionais e ela não terá, portanto, receitas e contratações e investimentos diretos para atividades de AIP. O regime de cessão onerosa é muito importante, porque ele é o elemento que vai determinar os condicionantes fundamentais para a capitalização da Petrobras. O que o Projeto de Lei propõe é que a União cederá, poderá ceder onerosamente, portanto contra pagamento, para a Petrobras sem a necessidade de licitação a possibilidade de desenvolver exploração e produção de petróleo em áreas não concedidas do pré-sal. Portanto, a União escolherá algumas áreas que ela considera que é possível nessas áreas ter um volume de até 5 bilhões de barris que serão de última instância cedidos o direito de exploração desses 5 bilhões de barris, serão cedidos à Petrobras. É importante chamar a atenção que neste momento, diferente de uma transação normal de reservas, não se está fazendo uma transação com valores, com volumes incertos. Nas reservas você tem valores esperados de volume, portanto, esta variável é também uma variável aleatória característica, mas nesse caso está se fixando o volume fixo de barris de petróleo. O que se significa que se nas áreas concedidas existirem mais de 5 bilhões de barris, os excedentes acima dos 5 bilhões de barris pertencem à União, se tiver menos de cinco bilhões



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

de barris, a União deverá providenciar o déficit, portanto, para viabilizar conclusão do volume vendido de inserção para a Petrobras. Portanto, o risco volumétrico é excluído dessa operação, o único risco que resta é o risco de valoração e é o risco de preço. Portanto, isso envolve tanto desenvolvimento nos investimentos, portanto, envolve projetos que sejam economicamente viáveis e envolve o preço final de realização dessas vendas.

Os valores do óleo na situação atual como P2 basicamente, esses valores desse óleo serão determinados a partir de uma avaliação precisa nas diversas áreas onde ele pode vir a ser produzido, com plano de desenvolvimento elaborado a partir dessas áreas, com estimativas iniciais de investimentos necessários nessas áreas, com curvas de produção projetadas de acordo com as melhores práticas da indústria de petróleo, com fluxo de caixa decorrente daí descontada a taxa de desconto adequada e chegando-se, portanto, ao valor presente líquido do que significa esse volume na situação que ele está neste momento. A partir do contrato se definirá um determinado período que pode chegar a 24 meses, onde o conhecimento sobre reservatórios será maior, onde o aprofundamento e a melhor explicitação dos programas de desenvolvimento e a definição mais precisa dos projetos de investimento e o comportamento dos preços poderá alterar o valor desses barris em um segundo momento. Então, o contrato estabelecerá também a forma de revisão desses valores em um período determinado para que haja uma progressão, haja um valor justo entre a Petrobras e a União e que a União não saia prejudicada no valor justo dos barris na situação que esta e também a Petrobras e seus acionistas, incluindo o Governo como seu acionista, não sejam prejudicados por essa transação. Do ponto de vista do Projeto de Lei, o regime regulatório dessa cessão onerosa é o seu regime regulatório da 9.478 com a inserção das participações especiais. No projeto que está apresentado, a Petrobras pagará royalties, mas não está previsto o pagamento de participações especiais. O valor, qualquer que seja o valor desse barril dos 5 bilhões de barris, ele determinará o volume máximo que a União estará autorizada para adquirir de ações da Petrobras. Então, paralelamente a esta operação que é uma operação comercial de vendas de inserção de direitos por parte da União e de compra de direitos por parte da Petrobras, a Petrobras fará absolutamente de acordo com a Lei das S.A., um processo de aumento de capital da Petrobras. Este aumento de capital da Petrobras será no mínimo equivalente ao valor dos 5 bilhões de barris e no máximo equivalente à proporção do Governo, da União, na Petrobras, no capital da Petrobras, multiplicado pela proporção dos acionistas, não Governo, não diretamente União, na Petrobras. Portanto, o máximo da operação é determinado pelo exercício pleno de 100% dos direitos dos acionistas minoritários. Em nenhum momento haverá nenhuma restrição para que o acionista minoritário exerça o seu direito de opção na proporção que eles tem no capital da Petrobras. A proporção ON/PN será mantida e os acionistas das ordinárias terão direito a voto nas assembleias como manda a Lei das S.A. Do ponto de vista dos desafios da Petrobras que envolvem um aumento das nossas responsabilidades em termos do tamanho dos investimentos que temos que fazer. Nós temos hoje um plano de negócio aprovado até 2013 de US\$164,4 bilhões. Esse plano envolve para o pré-sal US\$28,6 bilhões, e como haverá de imediato a aquisição desses 5 bilhões de barris adicionais, nós vamos ter que avaliar quais as implicações em termos de investimentos no período de 2009 a 2013, que irá, portanto, ter um impacto em nosso plano de negócios. Evidentemente, isso implicará uma avaliação econômica de retorno, e isso esperamos que seja para adicionar valor ao portfólio de investimentos da Petrobras.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

É evidente que temos que incrementar e melhorar ainda mais nossa gestão de projetos, nossa gestão fiscal, financeira, contábil, a administração de caixa exigirá mais atenção, porque os volumes de investimentos são muito grandes, e evidentemente que teremos o impacto na força de trabalho da Companhia, que terá que se ajustar aos novos desafios que teremos, sendo operador pleno de todas as áreas a serem colocadas à disposição da indústria, e com no mínimo 30% do investimento dessas áreas. Muito obrigado, e acho que com isso posso abrir o período de perguntas e respostas.

Ricardo Cavanagh, Raymond James:

Bom dia a todos. O senhor mencionou agora há pouco que as áreas excedentes a 5 bilhões de barris seriam ressarcidas e pertenceriam à União. Porém, no caso de exploração dessas áreas superiores a 5 bilhões de barris, o ressarcimento dos custos será feito à Petrobras? Como funcionará essa variação?

José Sergio Gabrielli:

Nesses 5 bilhões de barris, o regime regulatório é o regime da 9.478, método de concessão. É um regime de concessão, mas como é mandatório o exercício do monopólio é direto da União, tem artigo 177 da Constituição, que está fundamentando a base jurídica desse processo, o marco regulatório previsto para aplicação disso, de imediato, é o 9.478, com a aplicação do pagamento apenas de royalties. Esse custo que você está mencionando é o custo para avaliação prévia da reserva ou se depois do desenvolvimento da exploração?

Ricardo Cavanagh:

Na verdade, eu estava pensando em ambos. Os custos incorridos com avaliação prévia e depois o custo com a avaliação. Pelo que eu entendi, toda a produção decorrente desse excedente de 5 bilhões de barris irá pertencer à União.

José Sergio Gabrielli:

A avaliação prévia do contrato será feita pela ANP, portanto, os custos serão incorridos pela ANP. Evidentemente, a Petrobras também fará sua avaliação, porque ela terá que ter o seu próprio *assessment*, sua própria estimativa de quanto valem esses 5 bilhões de barris. Mas a União terá uma avaliação própria feita pela ANP, previamente ao desenvolvimento. Mas uma vez assinado o contrato, as regras que regularão a operação desses 5 bilhões de barris são as regras do 9.478, com a inserção da participação especial.

Ricardo Cavanagh:

Perfeito. Uma outra pergunta que seria relacionada ao preço do petróleo, que só deveriam ser reavaliados a cada 24 meses. Isso seria uma constante? Porque o prazo de exploração é significativamente alto, é uma exploração em 35 anos. Essa reavaliação será feita a cada 24 meses? Como funciona?



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

José Sergio Gabrielli:

A reavaliação é feita uma vez só, até 24 meses. Só uma vez, não é a cada 24 meses.

Ricardo Cavanagh:

Perfeito. Obrigado.

Paula Kovarsky, Itaú:

Bom dia a todos. Vou tentar fazer um esforço para me limitar a duas perguntas. A primeira pergunta, Gabrielli, é se existe alguma conexão entre o timing da capitalização e o timing da cessão onerosa da reservas unitizáveis e/ou das outras reservas até os 5 bilhões de barris. Ou seja, a gente deve entender que essa capitalização virá no momento em que já houver uma avaliação desses potenciais 5 bilhões de barris? Essa é a primeira pergunta. E a segunda pergunta, eu queria entender com um pouco mais de detalhes quais são os *legal grounds*. Qual é a base legal para a Petrobras comprar as reservas unitizáveis, na medida em que os contratos de concessão atuais já preveem regras de unitização, incluindo a possibilidade de a ANP incorporar ao bloco original as áreas unitizáveis mediante um pagamento, se isso será feito dentro do conceito da nova lei, da possibilidade da cessão onerosa, artigo 177, por aí vai? E se vocês vão seguir o contrato de concessão atual, se os seus parceiros nos blocos originais não teriam direito a comprar essas reservas, assim como a Petrobras?

José Sergio Gabrielli:

Bom dia, Paula. Em relação ao timing, o ideal da operação é que ela seja feita de forma simultânea, casada, inteiramente no mesmo dia.

Paula Kovarsky: Então, não existe a possibilidade da capitalização ser feita em seis meses e a aquisição das reservas ser feita em um ano, o objetivo é casar as operações.

José Sergio Gabrielli:

O objetivo da operação é ser casada. Se por eventuais problemas legais ou operacionais isso não ocorrer, o valor do título é marcado a mercado, portanto tem um risco de variação do valor do título, e o acesso a essas reservas serão trocados da maneira mais rápida possível para minimizar esse risco. Mas ele existe.

Paula Kovarsky:

OK.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

José Sergio Gabrielli:

Em relação aos *legal grounds* da unitização, dadas as regras atuais da unitização, ela não dá garantias aos detentores das áreas concedidas de que nas áreas concessionadas eles tem o mesmo direito da área concedida. Na legislação atual. Os 5 bilhões de barris serão tirados de áreas contíguas, não necessariamente de áreas unitizáveis. Portanto, as regras de unitização serão mantidas, porque quando houver unitização você tem que seguir em função de que as concessões atuais já preveem a unitização, e nas áreas não-unitizáveis, mas contíguas, há uma decisão arbitrária da União com a aprovação da lei nova, se ela for aprovada pelo Congresso.

Paula Kovarsky:

OK. Só para deixar claro, Gabrielli, vamos dar um exemplo prático: no caso de Iara, que é onde vocês já inclusive disseram que existe o potencial de haver um *spillover* de óleo para áreas contíguas. Neste caso...

José Sergio Gabrielli:

Iríamos ter 100% das áreas unitizáveis.

Paula Kovarsky:

Sim, mas neste caso, como estamos falando do *spillover* de uma área já concedida, ainda assim a União pode arbitrariamente dar a opção de compra só para a Petrobras?

José Sergio Gabrielli:

Pode. É a regra atual.

Paula Kovarsky:

E pode, nesse contexto, extinguir a participação especial?

José Sergio Gabrielli:

Sim, porque o regime regulatório desta área é distinto do regime da concessão.

Paula Kovarsky:

Mas ele não é 9.478?



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

José Sergio Gabrielli:

Não, com a exceção da participação.

Paula Kovarsky:

Mas quando você falou da cessão onerosa, você disse que ela segue a 9.478.

José Sergio Gabrielli:

No ativo que refere-se a isso, há um parágrafo único que diz que a Petrobras pagará royalties.

Paula Kovarsky:

Ele não fala da participação especial? Ela é definida por decreto, mas a previsão de pagamento, até onde eu entendo...

José Sergio Gabrielli:

Não está na lei.

Paula Kovarsky:

Não está na lei?

José Sergio Gabrielli:

É. Porque a lei muda exatamente essa configuração em um parágrafo único; não me lembro agora em qual artigo, porque não estou com ele aqui em minhas mãos, mas é o parágrafo que refere-se à 9.478 no TL de capitalização.

Paula Kovarsky:

OK. Obrigada, Gabrielli.

Emerson Leite, Credit Suisse:

Bom dia a todos. Duas perguntas, só para realmente esclarecer na questão ainda do aumento de capital. Você disse que o aumento de capital se dará, a parcela do Governo, em um valor mínimo equivalente ao valor da cessão onerosa, e em um valor máximo da proporção das participações dos minoritários. Então, hipoteticamente, a participação do Governo é, digamos, 32% do capital total, sem contar o BNDES. Se o valor das áreas for R\$32, o aumento de capital que o Governo fará será de



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

R\$ 32, e se os minoritários participarem vai a R\$100. Esse é o *range*, é de R\$32 a R\$100?

José Sergio Gabrielli:

Na verdade, Emerson, esse é um *range* „racional“, porém não é legal. Você pode fazer mais do que isso. Se a Empresa decidir fazer uma emissão de capital maior do que essa, ela pode fazer, mas isso forçaria, portanto, a União, além da cessão onerosa dos 5 bilhões, fazer outro aporte para não ser diluída.

Emerson Leite:

Perfeito. OK. A segunda pergunta, em relação à avaliação das áreas, e aqui é uma pergunta, mas ela tem alguns fatores envolvidos nela: você pode esclarecer novamente a questão de que não há risco volumétrico? Digamos que daqui a cinco anos, não daqui a dois anos, mas daqui a cinco anos, pela razão que seja, se constate que os volumes não eram de 5 bilhões, eventualmente eram 3 bilhões, porque a performance dos reservatórios não foi a esperada e os volumes recuperáveis não se constaram, essa diferença já vai ter passado para o período da reavaliação. Como é que fica nesse caso?

José Sergio Gabrielli:

O contrato é equivalente a um contrato de compra e venda de petróleo. Ele é uma cessão de direito de explorar até 5 bilhões. Se você não conseguir explorar os 5 bilhões, a União ou vai ressarcir a Petrobras a diferença de custo, ou vai encontrar outras áreas que pertençam à União para compensar os 2 bilhões que estiveram faltando. Se for mais de 5 bilhões, a União tem 100% do resultado. Portanto, a estimativa de óleo recuperável dessas áreas tem que ser mais conservadora.

Emerson Leite:

Em qualquer circunstância o volume será compensado, mesmo que isso seja após a reavaliação do preço?

José Sergio Gabrielli:

Exatamente. Não tem risco de volume, tem risco só de preço, que será definido em um período determinado pelo contrato.

Emerson Leite:

Certo. Ainda nessa questão da precificação, para me limitar a esses dois temas, dado às regras da conferência, é entendimento da Petrobras que quem decide é apenas a Petrobras e o Governo, ou os acionistas minoritários tem poder de voto nessa questão específica da aquisição das áreas?



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

José Sergio Gabrielli:

Não, os acionistas em geral, sejam minoritários ou majoritários, não têm poder de voto nessa questão de valoração de uma operação comercial. Eles teriam poder de voto se a operação fosse uma troca de direitos de exploração de reserva por ações. Não é esse caso, porque a operação de aumento de capital se conclui inteiramente no aumento de capital e aquisição onerosa pela União e pelos acionistas das ações da Petrobras.

Emerson Leite:

Está ótimo. Eu tenho outras perguntas, mas volto no final. Obrigado.

Gilberto Pereira de Souza, Banco Espírito Santo:

Bom dia, Dr. Gabrielli. Duas perguntas. A primeira, em relação à reavaliação desse contrato de cessão de direitos de exploração, na sua posição de que o preço de petróleo suba, teoricamente a Petrobras teria que ressarcir a União da diferença. Isso pode significar um novo aumento de capital da Companhia para que você pague a diferença da variação dos 5 bilhões de barris?

José Sergio Gabrielli:

Isso será determinado no contrato. Essa é uma possibilidade, e outra possibilidade é você redefinir o volume.

Gilberto Pereira de Souza:

Se o preço aumentar, pode ser que ao invés de 5 bilhões sejam menos barris?

José Sergio Gabrielli:

Exatamente.

Gilberto Pereira de Souza:

A segunda pergunta, Gabrielli: você participou ativamente da discussão do novo marco, o senhor é um dos grandes defensores da proposta de capitalização da Petrobras. Na sua proposta, existiria um aporte mínimo que garantiria à Petrobras uma situação confortável para enfrentar esse novo desafio de ser o grande operador da área de pré-sal, com pelo menos 30% de participação?

José Sergio Gabrielli:

Evidentemente que um aporte de capital aumenta a musculatura de qualquer empresa, ainda mais nos volumes que deverão ocorrer nessa operação que está sendo desenhada. O volume exato disso, no



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

entanto, é muito difícil de antecipar. Nós temos uma meta de manter nossa taxa de alavancagem entre 25% e 35% no longo prazo, vamos ter aumento de investimentos e isso irá implicar provavelmente em necessidade de aumento da nossa dívida, e isso é o balizador fundamental dessa necessidade de longo prazo de capitalização que nós precisamos.

Gilberto Pereira de Souza:

Então, a Petrobras não tem, por princípio, um montante mínimo deste aumento de capital que seria necessário neste momento.

José Sergio Gabrielli:

Não, não temos.

Gilberto Pereira de Souza:

Obrigado.

Subhojit Daripa, Morgan Stanley:

Bom dia, Gabrielli. Duas perguntas. A primeira questão é com relação ao novo marco regulatório. Nessa condição de que a Petrobras será operadora com no mínimo 30%, qual é o *timeline* em que vocês esperam que o Governo comece a licitar essas áreas do pré-sal? E nesse sentido, como é que vocês vêem a questão do balanço da Companhia hoje, com a necessidade de que o aumento de capital será feito não só para pagar a cessão onerosa, como também para fazer os investimentos nessa área dos 5 bilhões de barris, como também a necessidade da Petrobras poder se preparar para essas novas áreas em que ela necessariamente terá 30% de participação. Como é que vocês vêem esse balanço entre dívida e necessidade de aumentar o capital, se de fato for isso, e principalmente a questão de timing, como é que vocês veem o Governo se preparando para a licitação dessas novas áreas?

José Sergio Gabrielli:

Na situação atual, independente do marco regulatório, nós temos um investimento previsto no pré-sal de US\$28,6 bilhões até 2013 e de US\$111 bilhões até 2020. Esse investimento, na nossa avaliação, irá aumentar a produção do pré-sal concedido em 220.000, 219.000 barris por dia em 2013 e 1,815 milhão de barris em 2020. Essas duas questões impactam, portanto, em praticamente dobrar nossa produção brasileira nos próximos 12 anos. É praticamente o dobro da produção brasileira de petróleo nos próximos 12 anos, com as áreas já concedidas. Se nós considerarmos os 5 bilhões de barris adicionais, isso vai lá para 2020 ter um impacto na produção; 2020 nós não temos mensurado ainda, porque não temos as curvas de produção das áreas de cessão onerosa. Portanto, você terá um aumento substancial já previsto até 2020, bastante grande da produção de petróleo brasileira, só levando em conta as áreas concedidas e a cessão onerosa de 5 bilhões de barris. É evidente que o Governo colocará novas áreas do pré-sal também em licitação. O ritmo dessas novas áreas, me parece, será



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

determinado muito fortemente pela capacidade da indústria nacional de prover os equipamentos e serviços para esse gigantesco programa de investimentos, acelerados com demanda de conteúdo nacional. Esse é, para mim, o *driver* principal do ritmo de colocação de novas áreas, além das já disponíveis, que o CNPE considerará.

Subhojit Daripa:

Perfeito. Deixe-me só aproveitar para fazer uma segunda questão, com respeito ao aumento de capital: o senhor mencionou que o valor mínimo referente à questão da cessão onerosa mais a participação proporcional dos minoritários, o funding para que seja desenvolvida essa área que pode chegar a até 5 bilhões de barris; como é que vocês estão vendo esse aumento de capital no contexto do investimento que seria feito nessa área em particular?

José Sergio Gabrielli:

É impossível neste momento dar esse número preciso. Eu poderia fazer algumas referências e inferências comparativas. Mas o desenvolvimento de Tupi, Iara, Guará, Caramba, Parati, Parque das Baleias, que ninguém sabe exatamente quantos barris existem nessas áreas, mas que tem hoje em Tupi, Iara e no Parque das Baleias entre 9,5 bilhões e 14 bilhões de óleo recuperável, sem a variação permanente, como todos os reservatórios nessa condição, nós temos aproximadamente US\$30 bilhões de investimento. Então, quanto será necessário para desenvolver a exploração e desenvolvimento neste período para os 5 bilhões adicionais, eu não sei, mas esse é um referencial que talvez seja relevante.

Subhojit Daripa:

Ou seja, esse aumento de capital irá contemplar essa premissa de que a Petrobras tem dos investimentos necessários, USD por barril, o que seja...

José Sergio Gabrielli:

O aumento de capital, o volume de recursos excedentes que ficarão no caixa da Petrobras dependerá do exercício da opção dos minoritários, porque a parte do Governo será retornada ao Governo via a aquisição do direito de exploração das áreas dos 5 bilhões de barris. Então, o que sobrar no caixa da Petrobras é exatamente o exercício dos minoritários na aquisição de suas ações para evitar a diluição.

Subhojit Daripa:

OK. Eu tenho algumas outras perguntas, vou deixar para o final. Obrigado.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

Auro Rozenbaum, Bradesco:

Bom dia, senhores. Minha primeira pergunta vem um pouco na linha de uma pergunta que já foi feita, relacionada aos 30%, o mínimo que a Petrobras terá de todas essas operações nas áreas de pré-sal ainda não licitadas. E a questão é a seguinte: uma vez que a Petrobras vá mandatoriamente ter 70% de todas essas áreas, o CAPEX dela deve ser muito aumentado?

Em uma situação normal, a Petrobras só faria os *bids*, só tentaria áreas que ela achasse interessantes, e desta forma, pelo que eu entendi, ela terá que estar em todas as áreas, achando interessante ou não. Como fica o CAPEX da Petrobras nesse sentido?

José Sergio Gabrielli:

Na verdade, a questão da gestão do portfólio como um todo passa a ser extremamente relevante nessa questão, no que se refere à exploração dessas áreas do pré-sal, porque na medida em que estaremos em todas as áreas, seremos operadores em todas as áreas e teremos no mínimo 30% em todas as áreas, nós teremos que ter garantia de viabilidade econômica de todas as áreas, porque ninguém vai entrar em áreas que não sejam economicamente viáveis, de acordo com as melhores práticas da indústria de petróleo. Portanto, ela tem que ser economicamente viável, mas não quer dizer que necessariamente remunerere suficientemente todas as atividades que sejam necessárias fazer. Portanto, ela tem que compensar o valor do capital, e, portanto, ter um valor presente líquido positivo; porém, você pode não atingir a rentabilidade esperada que você quer com um TIR adequado em determinadas áreas. Você terá que compensar isso em áreas que tenham TIR – taxa interna de retorno – maior do que outras, para que você tenha, na média, uma rentabilidade ajustada para o portfólio.

Auro Rozenbaum:

Perfeito. Minha segunda pergunta diz respeito aos ativos que seriam capitalizados na Petrobras. Minha dúvida é a seguinte: vamos pegar, por exemplo, o próprio caso de Tupi. Tupi foi a reserva dos primeiros recursos de pré-sal dimensionados, no final de 2007, entre 5 bilhões e 8 bilhões, e esperamos que em breve tenha declaração de comercialidade. Minha preocupação é que com o aporte do Governo sendo feito em óleo a ser explorado, os direitos de exploração de óleo, depois tenhamos queixa ou questionamentos de oposição de outros agentes quanto ao valor justo desse recurso depois que ele tenha sido aportado na Petrobras, e a partir daí começemos a ter problemas jurídicos enormes, que comecem a atrapalhar a operação da Companhia. Minha pergunta é: qual é a possibilidade de se colocar valor em um recurso que ainda não foi explorado, cuja precisão em valorização ainda é difícil de se obter?

José Sergio Gabrielli:

As operações de reservas, em diferentes graus de conhecimento e desenvolvimento, tanto óleo recuperável como reserva P1, como reserva P2, não são uma coisa inédita na indústria do petróleo. Na realidade, a cada ano, centenas dessas transações ocorrem.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

No 1S09, já ocorreram 41 transações desse tipo no mundo. Só no 1S09. Isso mostra que a indústria tem prática de fazer avaliações do petróleo no subsolo, não é uma coisa inédita nem exótica para a indústria do petróleo. Essa avaliação geralmente tende a ser uma avaliação mais conservadora, na medida em que você tem menos conhecimento das áreas; ela será uma avaliação mais otimista na medida em que avança o seu conhecimento geológico e a capacidade de desenvolvimento comercial daquele recurso ao longo do tempo. Então, objetivamente, você terá hoje uma avaliação que com certeza, mesmo que os preços permaneçam os mesmos, terá um valor menor do que ocorrerá daqui a um ano, porque o conhecimento da área se acumulará com um ano de experiência, portanto isso adiciona informação e a informação diminui a incerteza de aumento do valor do petróleo no subsolo, e, portanto, esse procedimento é conhecido na indústria de petróleo mundial e nós teremos que adotar exatamente as melhores práticas desse tipo de comportamento no mundo para minimizar potenciais questionamentos sobre a avaliação ocorrendo em valores não-justos. Evidentemente, sempre há um grau de subjetividade importante nessa questão, em função das diferentes taxas de desconto que você pode atribuir às operações. Portanto, isso pode dar margem a várias discussões, inclusive jurídicas, além de todo o debate político inevitável que ocorrerá sobre a questão. Para minimizar isso você tem que trabalhar, portanto, em um intervalo de decisões que seja o mais conservador possível.

Auro Rozenbaum:

Obrigado.

José Sergio Gabrielli:

Só para adicionar uma outra visão sobre essa questão, eu gostaria de dizer que isso será uma transação perfeita, um contrato perfeito, e que no Brasil nós temos a tradição de respeitar os contratos. Porque sob a ótica colocada, poderiam ser questionados, por exemplo, os contratos de concessão que existem hoje, que de maneira nenhuma foram questionados na proposta que está sendo levada. Por quê? Porque os contratos quando feitos, os bônus pagos, as condições todas, dão às empresas que detêm esse contrato uma renda bastante boa, fruto, claro, do risco Governo e do resultado obtido. Nem por isso questiona-se, ou se propõe, ou se tem aí o questionamento desses contratos. Eu acho que raciocinarmos que o contrato de cessão onerosa poderá ser questionado é sair da linha de comportamento que nós estamos tendo no País. Acho que não cabe neste momento esse questionamento, a menos que o País mude.

Gustavo Gattass, UBS Pactual:

Bom dia a todos. Infelizmente, acho que tenho muito mais perguntas do que duas, mas deixe-me concentrar em dois pontos. O primeiro deles, Gabrielli, eu queria entender um pouco a história do aumento de capital. A minha dúvida no aumento de capital, eu posso quebrar em várias, mas a principal delas é: eu vou fazer isso por um bônus de subscrição ou vou fazer isso por um aumento de capital? Eu terei uma situação na qual vocês definem no primeiro momento quantas ações vocês irão emitir ou vai



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

ficar uma coisa aberta? Porque até agora eu acho que não é consistente a idéia de manter uma emissão ON/PN e deixar o negócio tão aberto quanto vocês colocaram.

Também queria entender deste lado se vocês vão fazer um esforço de exploração nessas áreas que seriam de cessão onerosa antes ou não. Isso é a parte de aumento de capital. E eu tenho uma pergunta muito mais técnica, na parte da regulação em si, que você mencionou que a Petrobras faria 30% dos investimentos dos blocos. O meu entendimento é que a Petrobras e o parceiro carregariam o Governo, de uma forma ou de outra. Então, eu sempre imaginei que você terá 30%, mas você terá mais investimento do que 30%. Mas o que eu realmente queria entender era o seguinte: se o Governo decidir como participação mínima dele 30% e o investidor privado oferecer 40% ou 50%, o investidor privado que ficaria com uma produção de só 20% do bloco, se a Petrobras terá que investir muito mais proporcionalmente ou não. A divisão do investimento entre vocês e o outro investidor privado provável seria feita na base da participação mínima do Governo ou na base da participação final?

José Sergio Gabrielli:

Gustavo, eu vou responder essa segunda parte e vou pedir ao Almir para falar mais detalhes da capitalização. Eu acho que está havendo um pouco de dificuldade de explicar para você o problema. Os 30% são 30% dos investimentos. 70% que será licitado é 70% dos investimentos. Então, 30% mais 70% dá 100% do investimento. Quem banca 100% do investimento são a Petrobras e os investidores e as empresas que disputarem os 70% restantes. Então, 100% é isso. 30% da Petrobras e 70% dos outros. Se a União quiser participar, ela pode. Ela vai investir em uma parcela disso. Feito isso, está definido o investimento. Aí tem o lucro do óleo.

Gustavo Gattass:

Então você vai ter 30% da participação não-Governo, e não 30% do bloco inteiro?

José Sergio Gabrielli:

Não, 30% do bloco inteiro que precisa ser desenvolvido para produzir 100% da produção é investimento feito 30% pela Petrobras e 70% por quem ganhar a licitação, que pode ser a Petrobras. Então, a Petrobras pode investir 30% ou 100%.

Gustavo Gattass:

Mas aí, mesmo assim você fica com 30% do...

José Sergio Gabrielli:

Aí, o que é que a licitação calcula? A licitação é sobre qual é a parcela do óleo lucro que vai para a União. Então, digamos que a parcela do óleo lucro que vá para a União seja 50%. Quanto é 50% de 70%? 35%, portanto, do óleo lucro que seria dos investidores que



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

irão investir 70%, vai para a União, e para a Petrobras, 50% de 30% é 15%, então a Petrobras tem que pagar à União 15% do óleo lucro dela. Portanto, a Petrobras ficará com 15% do óleo lucro, os investidores das outras empresas ficarão com 35% do óleo lucro, portanto os dois juntos ficarão com 50% do óleo lucro, e a União ficará com 50% do óleo lucro, mas quem fará o investimento total é a Petrobras e as empresas.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Então, nessa situação o seu retorno é afetado diretamente pela oferta que o investidor fizer. Se ele fizer uma oferta irracional, você tem que acompanhar.

José Sergio Gabrielli:

Exatamente. E esse é o problema. Como quem tem que avaliar a exequibilidade da proposta é quem faz a licitação, essa exequibilidade tem que ser avaliada. Vou pedir ao Almir para falar um pouco sobre a capitalização.

Almir Guilherme Barbassa:

A capitalização tem um vetor de orientação, que é permitir a aquisição desses até 5 bilhões de barris. E para fazer isso, o Governo tem de ter a opção de exercer o direito de subscrição de um valor equivalente. Este é o vetor de orientação. Quanto ao que será oferecido, nós temos que juntar a esse elemento o outro, que é o exercício de minoritário. Nós não temos neste momento uma antevisão de qual será o exercício dos minoritários. Em princípio, nós deveremos oferecer um volume de ações que permita a todos os minoritários exercerem, assim como o Governo poder adquirir o volume correspondente ao valor dos 5 bilhões de ações. Essa é a orientação básica. Se vamos fazer pelo total ou se vamos estimar que um percentual de minoritários não exercerão, isso dependerá das nossas avaliações daqui para o futuro.

Gustavo Gattass:

Está ótimo, Almir. Vocês vão fazer uma avaliação prévia dos barris ou vocês já tem informações o suficiente? Eu queria entender se isso ainda demora mais, demora menos; como é o timing?

Almir Guilherme Barbassa: Nós já vamos começar a trabalhar nessa avaliação, para estarmos preparados assim que a lei for aprovada, que é o mandante maior desse processo; nós temos que ter a lei aprovada, e vamos começar a fazer o nosso dever de casa, tanto no processo interno corporativo para emissão dessas ações, autorização da emissão das ações, como na avaliação dos 5 bilhões de barris para fazer a alteração de cessão onerosa com o Governo.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

Gustavo Gattass:

Ótimo. Obrigado.

Jean Romain, CN CIG:

Boa tarde. Eu queria saber, caso a União faça uma cessão onerosa de direitos de exploração contíguos a uma descoberta já existente, por exemplo (inaudível), se a Petrobras ficar com 100% das áreas recebidas, ou se vai haver uma unitização, e caso haja unitização, se o contrato de concessão irá permanecer, ou será um contrato de partilha e produção?

José Sergio Gabrielli:

As áreas de onde serão extraídos os 5 bilhões são áreas contíguas às áreas concedidas, mas não necessariamente unitizáveis em relação às áreas concedidas. Em relação ao regime, o artigo V do Projeto de Lei diz que serão devidos royalties sobre o produto que trata essa lei, nos termos da lei 9.478 de 6 de agosto de 1997. Os royalties serão pagos pela Petrobras e distribuídos nos termos do 9.478. Isso está na lei.

Jean Romain:

OK. Muito obrigado.

Tereza Mello, Citigroup:

Bom dia, Gabrielli. Algumas perguntas, voltando um pouco à questão dos 30%, para confirmar se a Petrobras tem alguma opção em algum cenário para não ser operadora; e os cenários que eu penso, como o Gustavo falou, se alguém fizer uma oferta irracional, ou uma empresa estrangeira que tem um custo de capital menor que o da Petrobras, nesse caso aquele projeto poderia ter um NPV negativo para a Petrobras. Vocês tinham falado muito que o NPV seria positivo e talvez a TIR não fosse a desejada projeto por projeto, mas em um caso como esse, até o NPV poderia ser negativo. E a mesma coisa quando o CNPE definir o lucro óleo em projetos em que a Petrobras terá 100% da operação, se esse lucro óleo gerar um NPV negativo para a Petrobras, ela tem alguma opção de não ser operadora, não aceitar participar, ou não?

José Sergio Gabrielli:

Evidentemente, no caso de 100% da União, que a União atribuir para a Petrobras 100%, haverá um processo negociável entre a Petrobras e a União, e a Petrobras irá resistir bastante para não ter nada que tenha, por exemplo, valor presente líquido menor que o dela. Isso, com certeza. Mas é um processo negocial como qualquer entre a Empresa e outros agentes. Então, esse tipo de situação é possível, mas será um processo negocial.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

Em relação a propostas inviáveis feitas com base na licitação das áreas de 70%, dois elementos são importantes. Primeiro, a exequibilidade da proposta tem que ser vista por parte de quem está fazendo a licitação, que deve ser o MME através da ANP. Segundo, se houver uma proposta inexecutável, lembre que 70% do investimento será feito por quem está fazendo essa proposta. Então, a taxa de retorno dessa área deve ser extraordinariamente alta para que alguém possa com, hipoteticamente, 1% do lucro óleo viabilizar 70% do investimento.

Tereza Mello:

OK. Mas e se, por exemplo, eles tiverem um custo de capital menor que o custo de capital da Petrobras?

José Sergio Gabrielli:

Isso é uma possibilidade real. Mas lembre que a Petrobras tem o problema de não ter „todos os ovos na mesma cesta“. Então, como ela será a operadora de tudo, ela terá a possibilidade de diversificação do seu portfólio, na média ela tem que garantir o retorno esperado, com a rentabilidade e a TIR esperadas, que nós queremos.

Tereza Mello:

Ótimo. A outra pergunta, se vocês pudessem fazer hoje a melhor estimativa possível, assumindo que a lei seria aprovada, para o timing desse aumento de capital; tem como essa estimativa ser feita?

José Sergio Gabrielli:

Não, neste momento, não. Existem dois problemas de timing que são importantes. Um é o que o Almir já mencionou, que é o mais determinante, que é o ritmo de velocidade legislativa de aprovação da lei. Nada poderá ser de fato concretizado antes da aprovação da lei. Segundo, é um problema mais geológico, geofísico, porque é preciso conhecer essas áreas de onde poderão ser extraídos os 5 bilhões de barris. Isso irá provavelmente exigir alguma atividade de análise sísmica inicial, e no período de re-determinação, alguns poço exploratórios e delimitadores importantes.

Tereza Mello:

OK. Muito obrigada.

Lucas Brendler, Banco Geração Futuro:

Bom dia a todos. Acredito que todos tenham várias perguntas, eu vou me ater àquelas de acordo com as regras da teleconferência. A primeira delas é também em relação ao aumento de capital. Criando algumas hipóteses, no caso dos minoritários não acompanharem o aumento de capital, o direito de subscrição passaria para a União. A União subscreveria esse adicional via incorporação das reservas



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

de petróleo, via dinheiro ou não aumentaria? Como ficaria a participação, caso os minoritários não acompanhassem? Criando a segunda hipótese, se os minoritários subscrevessem toda a parcela a que teriam direito e a parcela da União não fosse elevada, poderia ser feita uma nova capitalização, com fins de aumentar a participação da União, ou não ocorreria nenhuma diluição no capital?

José Sergio Gabrielli:

Essas questões serão definidas no edital de lançamento da operação, e serão definidas no contrato. Mas se os minoritários não exercerem a sua opção e a operação foi maior do que a parcela do Governo, essa diferença pode ter várias alternativas. Ou você abre a possibilidade de uma nova operação, similar a essa, ou você cancela as emissões das ações que foram feitas, só que isso tem que ser previamente determinado. Se os minoritários subscreverem tudo, ou seja, exercerem 30% do seu direito, a parcela da União fica a mesma, não há previsão de uma nova operação deste tipo, porque ela é uma operação em última instância determinada em lei. Precisaria de uma nova lei para fazer uma nova operação desse tipo, do ponto de vista do Governo. Do ponto de vista da Petrobras, poderia fazer uma nova emissão, mas do ponto de vista da União, ela precisaria de uma nova lei. O que significa, portanto, que possibilidades existem. O monitoramento e o ajuste fino dessa operação exigirão, portanto, uma avaliação antecipada de qual é essa dimensão com alguns princípios básicos. O que o Almir já mencionou é que um dos elementos orientadores dessa operação é que os 5 bilhões de barris podem ser feitos de tal maneira que a União possa exercer plenamente o seu direito, e que a operação tem que viabilizar, se os minoritários não exercerem sua opção, a possibilidade de a União aumentar a sua participação no capital da Petrobras. É um ajuste fino de operação, é isso o que eu quero dizer.

Lucas Brendler:

E isso seria feito em reservas de petróleo, no mesmo caso de cessão de direitos?

José Sergio Gabrielli:

Essa é uma possibilidade. Essa operação terá que ser resolvida na medida em que se tiver maior precisão, tanto de onde vem como do valor dessa operação.

Lucas Brendler:

OK. A minha segunda pergunta vai em relação ao próprio CNPE. No caso de a Petrobras ficar com 100% de uma determinada área, o modelo de partilha neste caso diz que o CNPE determinará o quanto a Petrobras direcionará à União. Qual será o critério utilizado pelo CNPE para determinar esse montante?

José Sergio Gabrielli:

Eu acho impossível responder essa pergunta, porque o CNPE deve estar levando em consideração vários elementos que são completamente desconhecidos neste momento: primeiro, qual é a velocidade



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

de correlação em novas áreas; segundo, como tem sido a resposta da indústria nacional; terceiro, qual é a necessidade de aumento da produção em função do crescimento do mercado interno e do mercado internacional. Variáveis completamente desconhecidas neste momento, então é difícil responder isso.

Lucas Brendler:

E no caso das reservas, Gabrielli, você tem no modelo de partilha uma modificação da estrutura; antes do modelo de concessão, as reservas passavam a ser incorporadas pela Empresa, e com o modelo de partilha, isso fica a cargo e gestão da Petrosal. Como isso irá se comportar a incorporação de reservas daqui para frente nessas áreas não-concedidas?

José Sergio Gabrielli:

É importante esclarecer que há outra confusão aí também. As reservas de petróleo da União não pertencem à Petrosal, serão recursos do fundo social, não da Petrosal.

Lucas Brendler: As reservas de petróleo?

José Sergio Gabrielli:

É. Elas ficarão no fundo social, porque a Petrosal não terá receita da venda de petróleo. A Petrosal tem a receita do serviço que ela presta para preservar os interesses da União junto à Petrobras.

Lucas Brendler:

Considerando então uma área ainda não concedida que será regida pelo novo modelo de partilha, você tem determinado volume de petróleo a ser comercializado que ainda está no reservatório; a partir do momento em que aquelas reservas sejam dadas como provadas, como se dará a divisão dessas reservas? O que será incorporado pela Petrobras, o que será incorporado pela empresa terceira, ou nada disso mais será incorporado, fica tudo a cargo da União?

José Sergio Gabrielli:

A Petrobras terá a proporção que ficará com ela depois do pagamento da União dos 30% que ela investiu, e os 70% adicionais, a parcela que ficará para as empresas desse percentual, é das empresas.

Lucas Brendler:

Mas isso é reservas ou produção?



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

José Sergio Gabrielli:

Da produção. Mas da reserva também, porque a reserva, na realidade, ficará... Eu estou procurando o contrato de partilha, porque fala sobre o projeto, fala sobre propriedade das reservas. Enquanto eu procuro, peço ao Almir para comentar.

Almir Guilherme Barbassa:

Pelo que eu me lembro do decreto, a propriedade da reserva pode ser „bookada“ pelas companhias investidoras na proporção que irá lhes caber o óleo lucro e o investimento feito que corresponde ao óleo custo. Essa é a prática para contratos de partilha. Podem constar como reserva da Empresa esses volumes. Tanto é que, nesse regime, quando o preço sobe, as reservas das empresas costumam cair, porque é um volume menor de óleo que irá corresponder ao óleo custo. Mas a previsão que existe hoje no projeto é de que as empresas poderão continuar „bookando“ a sua participação, tanto no óleo custo quanto no óleo lucro.

Lucas Brendler:

OK. Obrigado.

Marcos Siqueira, Deutsche Bank:

Bom dia a todos. Só uma pergunta: dado esse aumento de atividade exploratória e a quantidade de recursos, que hoje é limitada, como a Petrobras irá priorizar as áreas que já estão em concessão que ela já está operando? Como ela irá priorizar o desenvolvimento dessas áreas e das novas áreas?

José Sergio Gabrielli:

Nós temos programas de avaliação e programas de desenvolvimento já em andamento. Portanto, não podemos alterar. Temos compromissos assinados com a ANP para as áreas já concedidas. Isso envolve a utilização de um conjunto de sondas, um conjunto de atividades previsto nos programas aprovados pela ANP.

Para os 5 bilhões adicionais, nós vamos definir um pouco esse horizonte a partir de quando identificarmos exatamente quais são essas áreas, e aí teremos que compatibilizar. Provavelmente isso exigirá um aumento da nossa capacidade de perfuração, provavelmente irá significar uma alocação de recursos maiores para a fase de análises sísmicas, de análises preliminares dos dados para definir projetos em desenvolvimento, provavelmente irá exigir algum esforço adicional na montagem de projetos básicos para as novas áreas. Mas não temos ainda uma previsão exata do que será.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

Marcos Siqueira:

OK. Obrigado.

Eduardo Figueiredo, Mauá Investimentos:

Por favor, eu gostaria de falar mais uma vez sobre a questão do aumento de capital e da valoração da concessão onerosa. Nós estamos falando, na realidade, de uma transação com partes relacionadas, talvez a maior que já tenha acontecido no País, e transações com partes relacionadas infelizmente são uma lacuna da nossa legislação, na qual muita coisa pode ser feita, com perfeita observância da lei, sem que os interesses econômicos sejam observados. Os laudos de avaliação no Brasil infelizmente podem dizer que a Terra é quadrada que os *disclaimers* protegem essa afirmação. A minha pergunta é se a Petrobras não considera que dada essa fragilidade dessas transações com partes relacionadas, não seria mais adequado submeter, de fato, à aprovação de acionistas minoritários, principalmente uma vez que a Empresa diz publicamente que o aumento de capital e a compra das concessões podem ser feitos inclusive no mesmo dia, levantando a dúvida sobre uma aplicação subsidiária do artigo 122, inciso VI. Depois eu teria uma segunda pergunta, por favor.

José Sergio Gabrielli:

Evidentemente, todo o esforço está sendo feito para que essa operação seja feita a um valor justo e completamente de acordo com as melhores práticas da indústria, mas essa dúvida que você levanta existe, não há dúvida. Não sei se chegaremos a conseguir provar que a Terra é quadrada, acho que é um pouco exagerado o seu exemplo, mas há várias possibilidades nisso. Mas veja o que acontece nessa operação: essa operação envolve dois fluxos distintos. Um fluxo de aquisição de ações, ou seja, um fluxo de aquisição do direito sobre o rendimento futuro dessa empresa, e essa aquisição de ações está sendo aberta a possibilidades reais para todos os acionistas de forma igualitária. Então, todos os acionistas que tiverem a expectativa de que vão ganhar com aquisição das ações da Petrobras tem direito de ter essa opção.

E tem uma segunda operação, que é separada, mas articulada, que é aquisição dos direitos de exploração em 5 bilhões de barris. Digamos que a operação seja sub-avaliada, portanto, está se pagando menos do que vale à União. Se a Petrobras está pagando menos do que vale por essas reservas, a rentabilidade que será extraída desses 5 bilhões de barris é maior do que o que foi pago. Consequentemente, o *upside* irá afetar o valor do rendimento dos acionistas. Então, quem aplicou em ações da Petrobras ganhará mais do que esperado. Se for o inverso, digamos que a Petrobras esteja pagando mais do que vale, consequentemente os rendimentos serão menores, e a União também perderá, porque ela é a principal acionista da Petrobras. Então, do ponto de vista da lógica de longo prazo, não há incentivos na operação para *cheating*, não há incentivos para fazer uma operação entre partes relacionadas que não seja de justo valor. Pela lógica da operação, ela tende a convergir para ser de justo valor, *fair value*.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

Eduardo Figueiredo:

Agradeço pelos comentários. Fica apenas o alerta do impacto que isso pode ter, não só para a Petrobras, mas para o mercado de capitais como um todo. É realmente um desafio muito grande que a Empresa terá pela frente. A segunda pergunta que eu tenho diz respeito à atratividade desse projeto para as empresas internacionais. Elas entrariam, pelo que eu entendi, com 70% do investimento, em uma situação em que não há risco exploratório, ou seja, o sucesso exploratório é uma variável irrelevante, onde elas não têm um poder operacional, já que a Petrobras é a operadora e a Petrosal tem determinados poderes diversos, e pelo que eu entendo, também há pouca incerteza em relação a preços, dados esses ajustes que acontecem regularmente e que eu preciso entender melhor. Então, parece, no limite, uma operação quase que de renda fixa, e eu queria entender exatamente qual é a atratividade desse modelo para as empresas internacionais.

José Sergio Gabrielli:

Primeiro, o reajuste de preço não é permanente, ele será feito uma vez só, *once for all*. Então, não tem esse reajuste de preço permanente. O primeiro elemento é esse, não há uma reavaliação de preço que garantiria uma renda permanente dessa operação. Não é uma operação de renda fixa, é uma operação de renda variável. Para quem quiser analisar é nessa linha, porque tem uma reavaliação apenas do valor de entrada, depois se torna um valor fixo e determinado. Qual é a atratividade para as empresas? O projeto de lei limita a empresas com experiência técnica na área, ou seja, está excluindo investidores puramente financeiros dessa operação. Por que isso? Porque, na verdade, a avaliação que se tem do futuro é que grandes empresas internacionais estão muito ávidas, e é perfeitamente entendível isso, para terem acesso às reservas, sejam empresas que são tradicionalmente produtoras e exportadoras de petróleo, seja empresas que são de países intensamente consumidores de petróleo. Portanto, você tem um apetite muito grande por acesso a reservas. Acesso a reservas, hoje, é um bem de alto valor da indústria de petróleo.

Por outro lado, o fato de a Petrobras ser a operadora não quer dizer que as empresas não tenham que falar, nem tenham o que contribuir, nem tenham o que ganhar. A experiência que nós temos, e nós somos operadores de 88% da produção de petróleo no mar do Brasil, com empresas internacionais e internas, não é uma experiência de que nós decidimos tudo e acabou, nossa experiência é de discussão permanente com comissões técnicas, adoção de tecnologias trocadas, e isso é prática usual no mundo. Nós temos atividades como operador e não como operador no Golfo do México, temos atividade como operador e não operador na Nigéria, temos atividade como operador e não operador em Angola, temos atividade como operador na Turquia, temos atividade como operador em vários países do mundo. Ter presença em áreas de desenvolvimento é uma prática, não é dizer que „não tem interesse porque a Petrobras é a operadora“. Não é essa a prática da indústria mundial.



Teleconferência Marco Regulatório 2 de setembro de 2009

Almir Guilherme Barbassa:

Eu queria acrescentar dois ou três elementos além desses que o Presidente citou, que representariam a atratividade das empresas. Uma empresa de petróleo está no risco preço, no risco da indústria, e fundamentado nisso, ela está investindo na expectativa também de um preço futuro maior para o petróleo, portanto rentabilidade muito diferenciada de uma renda fixa. Adicionalmente, tem o aspecto de produtividade, ganho tecnológico no desenvolvimento do conhecimento da produção de petróleo, tanto produção primária quanto recuperações secundárias. Isso também pode trazer ganhos que diferenciam amplamente de uma renda fixa. E ainda mais, para uma empresa integrada de petróleo, por exemplo, isso pode representar uma fonte segura do petróleo que ela pode comercializar, refinar, etc. Existem outras atratividades além da de ser ou não ser operador de uma área.

Eduardo Figueiredo:

Obrigado.

José Sergio Gabrielli:

Agradeço a presença de todos. Bom dia para todos os senhores e senhoras.

Operadora:

Obrigada. A teleconferência da Petrobras está encerrada. Para acessar o áudio e a apresentação dessa teleconferência, por favor, acesse o site da Companhia no endereço www.petrobras.com.br/ri. Caso ainda haja alguma pergunta, elas podem ser enviadas para a área de Relações com Investidores da Petrobras. Obrigada pela participação, e desconectem suas linhas agora.