



SENADO FEDERAL
SECRETARIA-GERAL DA MESA
SECRETARIA DE REGISTRO E REDAÇÃO PARLAMENTAR

REUNIÃO

17/06/2015 - 15ª - Comissão de Desenvolvimento Regional e Turismo

O SR. DAVI ALCOLUMBRE (Bloco Oposição/DEM - AP) - Bom dia.

Havendo número regimental, declaro aberta a 15ª Reunião, Extraordinária, da Comissão de Desenvolvimento Regional e Turismo da 1ª Sessão Legislativa Ordinária da 55ª Legislatura.

Antes de iniciarmos os nossos trabalhos, proponho a dispensa da leitura e aprovação da ata da 14ª Reunião da Comissão.

As Sr^{as} e os Srs. Senadores que concordam queiram permanecer como se encontram. (*Pausa.*)

A Ata está aprovada e será publicada no Diário do Senado Federal, juntamente com as respectivas notas taquigráficas.

Há alguns comunicados que esta Comissão recebeu e eu gostaria de dar ciência a todos que aqui participam e estão presentes.

Antes de compormos a Mesa e darmos início à nossa reunião, comunico que, na terça-feira, dia 2 de junho de 2015, o Sr. Vinícius Lummertz tomou posse no cargo de Presidente do Instituto Brasileiro de Turismo, Embratur. A Secretaria desta Comissão se fez presente na pessoa de seu Secretário, Dr. Marcos Guevara, que participou da posse do Presidente da Embratur, representando esta Comissão e a equipe técnica desta Comissão.

Nós desejamos, em nome da Comissão, como Presidente, muito sucesso ao Presidente Vinícius na consecução dos objetivos daquela importante autarquia, que, com certeza, muito pode contribuir com o turismo brasileiro.

Recebemos também, na semana passada, o Ofício nº 040, de 2015, da Assessoria Parlamentar da Anac, assinado pelo Chefe da Assessoria Parlamentar da Agência Nacional de Aviação Civil. O presente documento informa a esta Comissão irregularidades operacionais no Aeroporto de Fonte Boa, no Estado do Amazonas, desde o ano de 2007, alertando para possíveis e iminentes sanções que restrinjam a operacionalidade do referido aeroporto. O documento encontra-se na Secretaria da Comissão à disposição deste colegiado.

Feitos estes comunicados, passamos agora para a pauta da reunião.

Expediente.

Conforme pauta previamente distribuída, a presente reunião é destinada à realização de audiência pública, em atendimento ao Requerimento nº 18, de 2015, da CDR, de autoria do Senador Randolfe Rodrigues, subscrito por este Presidente, com a finalidade de apurar informações e discutir os resultados e desdobramentos da 11ª e 12ª Rodadas de Licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural na Bacia da Foz do Amazonas, no extremo norte do País.

Gostaríamos de registrar que se encontram presentes para a audiência pública as seguintes autoridades.

Sr. Clayton de Souza Pontes, Coordenador-Geral de Reservas, Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, Representante do Ministério de Minas e Energia. Eu gostaria de aproveitar para convidar que ele já pudesse compor a Mesa.

Sr. Clayton, por gentileza, fique à vontade. Representa o Ministro Eduardo Braga.

Sr. Florival de Carvalho, Diretor da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, representante da Srª Presidente da Agência, Drª Magda Maria de Regina Chambriard, Diretora-Geral da ANP. Convido o Sr. Florival para compor a Mesa.

Convido também o Sr. José Antônio Cupertino, Gerente-Geral de Ativos Exploratórios da Petrobras, representado também o Presidente da Petrobras, Sr. Aldemir Bendine.

Convido também o Sr. Ivan Simões Filho, Vice-Presidente de Relações Institucionais, representante de Guillermo Quintero, Presidente da BP Exploration Operating Company Limited.

Convido também para compor a Mesa o Sr. Ulisses Martins, Diretor de assuntos corporativos da Total E&P do Brasil Ltda., representando o Sr. Maxime Rabilloud, Diretor-Geral da Total E&P do Brasil Ltda.

Convido o Sr. César Guimarães Pereira, Gerente de Exploração da Margem Equatorial, representante de Lincoln Rumenos Guardado, Presidente da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.

Bom dia! Seja bem-vindo.

Em virtude da disposição da Mesa, nós temos dois convidados, ainda, que logo mais, a partir do momento em que se começar a audiência pública, nós vamos pedir a dois expositores que tenham feito a sua participação possam acompanhar na galeria, no plenário, e convidar os outros dois participantes da audiência para compor a Mesa. Portanto, eu quero registrar a presença dos dois e, daqui a pouco, convidá-los para compor a Mesa.

Registro a presença do Sr. João Clark, Presidente da Ecopetrol S.A.. Muito obrigado! Logo em seguida, o senhor vai compor a Mesa, para fazer suas considerações.

Registramos também a presença do Sr. Cláudio Costa, Gerente de HSE da Total E&P do Brasil Ltda.

Em conformidade com o art. 94, §§2º e 3º do Regimento Interno do Senado Federal, a Presidência desta Comissão adotará as seguintes normas: cada convidado terá quinze minutos para fazer a sua exposição e, em seguida, abriremos a fase de interpeção pelas Senadoras e pelos Senadores inscritos. A palavra às Srªs Senadoras e aos Srs. Senadores será concedida na ordem de inscrição. Os interpelantes dispõem de três minutos, assegurado igual prazo para a resposta do interpelado.

Primeiro, antes de iniciarmos a exposição, eu quero agradecer à Comissão, aos Senadores e Senadoras, pela aprovação do requerimento, de autoria do Senador Randolfe Rodrigues e subscrito por mim.

Quero agradecer a presença do Senador Wellington Fagundes e agradecer o apoio de todos os Senadores quando da manifestação do requerimento solicitando esta audiência, para que pudéssemos debater algo que é muito novo para o Estado do Amapá, que é a exploração de petróleo na costa do Estado do Amapá com a 11ª Rodada da Licitação da ANP, da chamada Foz do Amazonas.

Portanto, é de fundamental importância podermos ter mais conhecimento sobre o que efetivamente está acontecendo ali na costa do Estado do Amapá, especificamente nos limites do Município de Oiapoque, ao norte do Estado do Amapá. Com certeza, este debate na Comissão de Desenvolvimento Regional e Turismo do Senado Federal proporciona isso para nós, todos os Senadores da Comissão, mais especialmente a nós, e falo do meu caso e do Senador Randolfe, que compomos esta Comissão, porque somos Senadores do Estado do Amapá. E será muito importante para entendermos o que está acontecendo desde 2013, em que pé está esse processo, de que maneira isso afetará o Estado do Amapá e o Brasil no sentido de que pode proporcionar uma geração de emprego, uma geração de renda, uma cadeia produtiva, um conhecimento tecnológico, um conhecimento científico para a nossa região. E poderemos ter por parte dos senhores, todos os interessados, todos os entes que participam desse processo, aqui na Casa, no Senado Federal, poderemos ouvir dos senhores como está isso, em que pé está e, a partir daí, buscar e vislumbrar essa parceria, para desenvolver um Estado que precisa muito, que é o Estado do Amapá, a Região Norte como um todo, para que possa utilizar da melhor maneira possível essa nova fronteira que é a exploração do petróleo e gás, que, se Deus quiser, haverá na costa do Amapá e, com certeza, vai dar a possibilidade de, ali no extremo Norte do Brasil, vislumbrarmos algumas alternativas de desenvolvimento a partir dessa cadeia produtiva da exploração do petróleo e do que gera ao entorno agregado com ela.

Convido para iniciar a sua explanação o Sr. Clayton de Souza Pontes.

Para fazer a sua exposição, conforme o art. 94, §2º, do Regimento Interno, V. Sª terá quinze minutos.

O SR. CLAYTON DE SOUZA PONTES - Bom dia a todos.

Senador Davi Alcolumbre, demais Senadores e participantes, é uma satisfação estar aqui representando o Ministério de Minas e Energia, o Ministro Eduardo Braga.

Eu vou buscar destacar aqui os principais aspectos relativos à política energética para a atividade de exploração e produção no País.

Buscando ser sintético, aqui é o arcabouço legal de E&P. Temos lá a lei que regulamentou a quebra do monopólio, a Lei nº 9.478, de 1997. Ela trata da política energética, instituiu o CNPE, criou ANP e definiu as regras para os contratos de concessão.

Em 2010, tivemos a aprovação da Lei nº 12.351, relativa ao contrato de partilha, ao regime de partilha, que criou também o Fundo Social.

No mesmo ano, a Lei nº 12.304 criou a Pré-Sal Petróleo S.A, visando à gestão dos contratos de partilha e à comercialização da produção de petróleo que couber à União.

A Lei nº 12.276 regulamentou a cessão onerosa, autorizou a contratação da cessão de 5 milhões de barris à Petrobras pela União, também na região do pré-sal.

Em seguida, decorrente das discussões em torno da distribuição dos *royalties*, tivemos a aprovação da Lei nº 12.734, que estabeleceu o percentual de 15% para os *royalties* a serem cobrados na região do pré-sal. E também ampliou a distribuição dos recursos de *royalties* e PE por meio do Fundo de Participação dos Estados e Municípios, que se encontra parcialmente suspensa pelo STF.

Em 2013, tivemos a aprovação da Lei nº 12.858, que destinou recursos da renda petrolífera para as áreas de educação e saúde, principalmente. Eu acho que isso pode contribuir para mostrar o resultado da atividade no País.

Hoje, dos nossos 7,5 milhões de quilômetros quadrados de bacias sedimentares, nós temos atividades em várias regiões do País, como resultado inclusive do esforço da União de ampliar o conhecimento e propiciar exatamente esse desenvolvimento regional, gerar emprego e renda. Dessa área de bacias sedimentares, nós consideramos que cerca de 2,8 milhões de quilômetros quadrados tenham potencial para a geração de petróleo e gás. E temos hoje 312,17 mil quilômetros quadrados de área concedida entre campos e blocos exploratórios - 359 blocos concedidos, em fase de exploração, 430 campos em fase de produção. E também, como resultado da abertura de mercado, temos hoje cerca de 110 empresas como parceiras ou operadoras de atividades de exploração e produção no País.

Então, aqui vale destacar a região do pré-sal, onde vigora o regime de partilha da Lei nº 12.351, atividades da Petrobras que tivemos recém-descobertas aqui na região de Sergipe e Alagoas. E também essa região aqui, que é o foco da reunião de hoje, na Bacia da Foz do Amazonas, onde tivemos vários blocos adquiridos por ocasião da 11ª Rodada.

A 12ª Rodada foi composta basicamente de blocos em terra.

Esse aqui foi da 10ª Rodada.

Na 11ª, tivemos blocos ofertados na Bacia do Paraná e Parnaíba, um bloco que também não chegou a ser arrematado, e alguns campos maduros aqui também.

No MME, nós temos um estudo, desenvolvido pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), que é o zoneamento, onde buscamos tratar de definir a importância petrolífera diária, para contribuir com as atividades de planejamento do Ministério. Então, só para ilustrar, aqui temos a área das bacias efetivas, onde você tem o aumento do fator de chance para a descoberta de reservatórios de petróleo e gás natural. Então, em vermelho, seriam as áreas com maior potencial dentro de cada uma dessas bacias, que é a região do pré-sal.

Aqui o tipo de fluido que nós, de acordo com o conhecimento atual, esperamos também encontrar em cada uma dessas bacias.

Aqui é um foco na região da foz do Amazonas, Água Profunda 1, setor Água Profunda 2, esse bloco aqui, Água Rasa 2 e Água Rasa 1, onde temos aqui alguns blocos também.

Aqui também, para posicionamento nosso, a cidade de Macapá e a cidade de Belém.

Aqui vizinha a Bacia do Pará-Maranhão, e para cá temos a descoberta de Zaedyus, na Guiana, que também motivou o interesse das empresas petrolíferas pela disputa de blocos por ocasião da 11ª Rodada, além das ocorrências de petróleo e gás também na costa oeste da África.

Aqui é um detalhe das bacias, os setores, que vou passar rapidamente. Depois, isso aqui deve ser discutido com maior detalhe pelas empresas.

Aqui é a relação de blocos que estão hoje com concessão nessa região também da foz do Amazonas, esses dois da 5ª Rodada da Petrobras, e mais 12 aqui de diversas empresas, da 11ª Rodada.

Aqui os valores de bônus de assinatura, expectativa de investimento para cumprimento do programa exploratório mínimo, o percentual de conteúdo local para cada uma dessas fases - fase de exploração e fase de desenvolvimento.

Com relação à política energética, nós temos lá a Resolução nº 8 do CNPE, de 2003. Na época, tínhamos uma expectativa de atingir a autossuficiência em petróleo, porque ela foi tangenciada ao longo desse tempo. Em 2012 e 2013, chegou a

reduzir nossa produção nacional e aumentar o consumo, ficamos um pouco mais distantes. Mas agora, em 2015, deveremos retornar a obter essa autossuficiência líquida na produção de petróleo.

Em termos de concessão, que era o regime que figurava na época, nós tínhamos a expectativa de buscar sempre compor as nossas rodadas com blocos em bacias maduras e também campos marginais, buscando basicamente a manutenção da atividade de exploração e produção, geração de emprego e renda, principalmente nas áreas onde a produção de petróleo está em declínio.

As áreas de nova fronteira, onde não se têm descobertas, ou então o conhecimento ainda é pequeno, buscando ofertar blocos, visando à atração de investimentos, para o aumento do conhecimento geológico, e também, no futuro, descoberta de novas províncias produtoras.

Blocos de elevado potencial, como a região do pré-sal, bacia de Campos, Santos e Espírito Santo, principalmente, onde temos a expectativa de contribuir para o aumento da segurança energética no fornecimento de petróleo e gás natural no médio e longo prazo.

Outro ponto importante dessa resolução é que ela estabelece a necessidade de haver uma manifestação conjunta entre a ANP e o Ibama, buscando indicar já a viabilidade ambiental desses blocos, para garantir que o empreendedor tenha uma menor dificuldade no licenciamento desses blocos, no licenciamento ambiental das atividades de petróleo e gás.

Na região do polígono do pré-sal, onde o risco exploratório é baixo e tem também um elevado potencial, vigora atualmente o regime de partilha de produção. Na oferta de novos blocos, temos lá um cuidado em considerar a capacidade da indústria nacional na oferta desses blocos, buscando estabelecer o percentual de local a ser contratado, a constar em contrato, para os blocos que sejam ofertados.

Isso aí busca também garantir que tenhamos o devido desenvolvimento tecnológico e contratação de bens de serviço no País, da mesma forma que ocorre com os blocos contratos no regime de concessão.

Recentemente, estamos buscando ampliar o estudo ambiental das nossas áreas, por meio da Portaria Interministerial nº 198 MME/MMA, de 2012. Foi instituído um instrumento denominado Avaliação Ambiental de Área Sedimentar, onde vamos buscar promover um estudo prévio para também garantir que os blocos ofertados tenham maior viabilidade, sejam classificados em áreas: aptas; inaptas, onde você tiver um regime de proteção integral, por exemplo; e áreas em moratória, em que se torna necessário adquirir mais informações para garantir a viabilidade para a atividade de exploração e produção de petróleo. Isso aqui está em construção entre o MME e o MMA.

Um ponto importante que a gente busca na construção da seleção dos blocos que são ofertados em certames é contar com os estudos geológicos, que são normalmente conduzidos pela ANP em detalhe, em que há valoração, identificação de áreas e um tratamento para definir valores de bônus de assinatura, estabelecer programa exploratório mínimo a ser cobrado. E há também lá a indicação dos blocos que tenham potencial para a oferta para você construir o seu conjunto de blocos em cada um dos certames.

O planejamento setorial e a seleção dos blocos são feitos pelo MME. Existem lá os zoneamentos, que eu já mencionei, que a gente utiliza para montar o conjunto. E esses blocos são submetidos à aprovação pelo CNPE e Presidência da República.

Outro ponto importante da seleção dos blocos é a composição do pacote de dados, com informações relevantes sobre as áreas ofertadas, e também o trabalho de divulgação que é feito, normalmente, pela ANP, buscando atrair o interesse das empresas e também valorizar os recursos minerais da União.

Sobre a capacidade da indústria tanto na contratação, na modalidade de concessão, quanto no regime de partilha, a gente busca sempre identificar a faixa de conteúdo local a ser ofertada pelo concessionário da modalidade de concessão ou, então, definir esses percentuais, buscando sempre colocar alguma gradação, para sempre ampliar a nossa aquisição de bens e serviços pelos concessionários no País também.

Outro ponto importante é a questão da segurança jurídica dos certames. A gente entende que, ao ofertar áreas desimpedidas, com relação à questão do licenciamento e também com relação à questão da regulação, é muito importante contribuir para a valorização dos recursos da União e a atração de investimentos.

Então, concluindo, acho que estou mais ou menos no tempo, quanto à atuação da MME, a gente pode afirmar que busca ser conforme a política energética em vigor e também de acordo com as diretrizes do Governo. E a regulação da ANP busca sempre imprimir a cobrança de melhores práticas e o cumprimento dos contratos e também contribui fortemente para a atividade das empresas e para que a atividade realmente se traduza em benefícios para o País.

Da mesma forma, as empresas contratadas, na condução de suas operações, a gente considera que, na modalidade de concessão, com o conteúdo local ofertado, elas passam também a ser consideradas parceiras no desenvolvimento da indústria de fornecimento de bens e serviços e também passam a ter uma maior preocupação com o cumprimento de

prazos, preço e qualidade e também vão interferir na identificação da comercialidade das atividades, das descobertas que elas vierem a obter.

O custo benefício dessas ações também certamente entra na conta para declaração de comercialidade, da mesma forma que a infraestrutura de apoio aos locais em que há preocupação por parte do Governo de ampliar e fortalecer a infraestrutura do País também contribui para reduzir custos e aumentar o esforço exploratório do empreendedor.

Por fim, quanto às descobertas, a gente entende que a exploração de petróleo e gás ocorre em ciclos: ocorre o aumento do investimento, o aumento do conhecimento geológico. Numa determinada contratação, você pode não ter resultados positivos, mas, da mesma forma que ocorreu na região do pré-sal, com o avanço do conhecimento, a gente pode atingir, pode romper barreiras tecnológicas ou, então, barreiras do conhecimento e obter sucesso na atividade de exploração e produção. E ela é importante para o desenvolvimento da produção de petróleo e gás, segurança energética, geração de receitas locais e também o próprio ciclo motiva a continuidade dos investimentos.

Por fim, os investimentos em infraestrutura local contribuem para a qualidade de vida, geração de emprego e renda, e também atraem novos investimentos na indústria petrolífera.

Muito obrigado.

Estou à disposição.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Agradecemos as palavras do Sr. Clayton.

Passamos, agora, para o próximo orador. Concedo a palavra para o Sr. Florival de Carvalho, para fazer a sua exposição.

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Obrigado, Senador Davi Alcolumbre, Presidente desta Comissão, a quem eu saúdo.

Gostaria de cumprimentar o Senador Paulo Rocha, aqui presente; de cumprimentar aqui o Clayton, companheiro de Ministério, de Governo; e de cumprimentar aqui também os demais colegas representantes da indústria de petróleo e gás. Também, Senador, vou ser rápido aqui, dentro dos quinze minutos permitidos. Espero nem usá-los integralmente.

Como o Clayton acabou de falar na sua apresentação, temos ali o marco regulatório do setor de petróleo e gás, com a lei principal, a Lei nº 9.478, que é a chamada Lei do Petróleo, e as demais leis aprovadas no Congresso Nacional que regulamentam todas as atividades do nosso setor, não só de petróleo, como também do gás natural e, mais recentemente, o dos biocombustíveis.

Aí nessa apresentação temos exatamente que, a partir da Lei nº 9.478, Lei do Petróleo, de 1997, altera-se o regime de exploração e produção de óleo e gás no Brasil. Até então, havia o monopólio da Petrobras; e, a partir de 1998, ele passa a ser exercido inicialmente através de concessões via modelo licitatório realizado pela ANP.

Em 2010, depois da descoberta do pré-sal, nós tivemos também um novo modelo, que foi o modelo da cessão onerosa, no qual o Governo transfere para a Petrobras, a partir de descobertas realizadas pela ANP de 5 bilhões de barris e, em contrapartida, o Governo Federal recebe da Petrobras ações, aumentando a sua participação no capital acionário. E também ocorre a criação de um novo marco regulatório, a partir da descoberta do pré-sal, que foi o regime de partilha dentro do polígono do pré-sal, apresentado ainda há pouco aqui pelo o Clayton.

A partir daí, foram feitas diversas rodadas licitatórias. E, agora, em 2015, vamos realizar, em 7 de outubro, se não me falha a memória, a 13ª Rodada de Licitações. E também tivemos uma rodada de pré-sal que foi realizada em 2013, com a licitação do prospecto de Libra, já no modelo de partilha de produção.

Dentro do cenário atual, também ainda há pouco mostrado pelo Clayton... Aí é o mapa do Brasil. Essa região mais clara são exatamente as bacias sedimentares onde há a possibilidade de descoberta de petróleo e de gás. A parte mais escura é a parte exatamente de não bacias. E podemos também observar ali que há grande atividade petroleira no Brasil, evidentemente, no litoral do Rio de Janeiro, São Paulo, e hoje também já chega ao Espírito Santo. Mas há também atividades, a partir das rodadas de licitações de blocos exploratórios, em várias regiões do País. No interior do Amazonas, temos duas bacias, a Bacia do Amazonas e a Bacia do Solimões, com atividade exploratória e também atividade de produção de gás; nós temos também, no interior do Maranhão, hoje, campos exploratórios de produção de gás; temos atividades no interior de Minas Gerais, do Pará, do Mato Grosso e também no litoral do Nordeste, principalmente no litoral do Sergipe e Alagoas; e também já existem atividades na chamada Margem Equatorial, de Natal até o Oiapoque, aqui na bacia da foz do Rio Amazonas.

Então, nessa 13ª Rodada, licitaremos 266 blocos - blocos em terra e também blocos em várias bacias sedimentares, tanto *onshore*, como *offshore*.

A atividade exploratória e de produção de óleo e gás é uma atividade demandante de tempo. Desde a assinatura dos contratos entre a Agência Nacional de Petróleo e as empresas ganhadoras dos blocos licitados, vai um longo tempo de atividades, envolvendo desde aquisições de dados geoquímicos, aquisições sísmicas, perfuração de poços, toda a interpretação desses dados colhidos para saber se aquela descoberta encontrada é comercial ou não e, a partir daí, entrar em fase de desenvolvimento e, efetivamente, concluir o início de produção. Dependendo de ser óleo ou gás, dependendo de ser terra ou mar, dependendo da infraestrutura já existente ou não, do conhecimento daquela bacia ou não, nós temos aí entre oito, dez, às vezes, até de oito a quinze anos entre a assinatura do contrato e, efetivamente, a produção. Então é um investimento de longo prazo.

Isso é um rápido cenário das reservas existentes hoje no Brasil. Nesses dados, nós ainda não estamos contemplando os reservatórios de pré-sal; são os chamados reservatórios de pós-sal.

Hoje há uma reserva de óleo de 16 bilhões. Para que se entenda um pouco isso, em 16 bilhões de reserva - repito, excluindo os reservatórios de pré-sal -, hoje nós conseguimos cerca de 700 milhões de barris por ano. Então, em 16 anos, com 700 milhões, nós temos em torno de 25 anos de petróleo, fora o pré-sal. Se mantivermos o consumo de óleo atual, sem o pré-sal, hoje, nós temos 25 anos de produção. Com o pré-sal, isso vai a 50, 60 anos, quando anexarmos as reservas de pré-sal. Temos reserva de 470 bilhões de metros cúbicos de gás. A produção atual é de 2,4 milhões/dia. Se multiplicarmos isso por 365 dias, chegamos a esse número de 700 milhões de barris de óleo por ano e a uma produção de 95 milhões de metros cúbicos de gás.

Hoje, em termos de exportação, nós importamos óleo leve e exportamos óleo pesado. Nessa conta entre exportação de pesado e importação de leve, há um saldo de 400 mil barris/dia, que ajuda na balança comercial. Em contrapartida, temos um déficit no consumo de gás de quase 48 milhões. Desses 48 milhões, 30 milhões são do gasoduto, compra de gás da Bolívia, e o restante, cerca de 18 milhões, é das unidades de regaseificação de gás que existem hoje em Pecém e também no Rio de Janeiro. Evidentemente, esses dados mudam bastante com o advento do pré-sal.

Focando aqui um pouco no objeto da audiência, tratamos do que chamamos de Margem Equatorial e da 11ª Rodada de Licitações. Já que a 12ª foi toda ela em terra, essa 11ª atingiu a Margem Equatorial, que são esses blocos de uma cor meio esverdeada. Estas foram as áreas ofertadas: a Bacia do Ceará; depois, a Bacia Potiguar, subindo ali por dentro de Natal; a Bacia de Barreirinhas; depois, Pará-Maranhão; e a Bacia da Foz do Amazonas. Então, foi toda uma área nova, chamada de novas fronteiras, que a 11ª Rodada licitou e, conseqüentemente, com grandes êxitos em termos de aquisição de blocos por parte de diversas empresas, não só brasileiras, mas também empresas estrangeiras.

Essas áreas que nós colocamos em licitação, ou seja, todos esses blocos que estão coloridos provêm já de descobertas existentes pela Petrobras mesmo antes de 1997, das concessões, e também de rodadas anteriores, quando foram ofertados os blocos. E aí nesses pontos, uma descoberta não só de petróleo e de gás, em alguns casos também tanto descoberta de petróleo e de gás, porém descobertas que, na maioria dos casos, não foram ainda comerciais, exceto ali no litoral do Ceará - já há produção - e também na Bacia Potiguar, tanto em terra como em mar.

Isso foi a 11ª Rodada, os resultados. Acho que o Clayton já mostrou isso aí. Nós vamos passar, porque esses dados já foram apresentados, mas destacando que, dos blocos licitados, nós pegamos esse setor AP1, que é esse setor de águas profundas. Na 11ª Rodada, ofertamos nove blocos, dos quais oito foram arrematados, mas infelizmente em um deles o contrato não foi assinado, com a OGX. Ficaram sete blocos em águas profundas, com um bônus ofertado de 750 milhões, que é aquela primeira linha ali, ou seja, um bônus relativamente alto, sendo um desses blocos com um recorde de 345 milhões em termos de bônus de assinatura. E ali as outras áreas da bacia, com menor importância.

Essa 11ª Rodada foi uma das rodadas mais exitosas da agência, que resultou em 2,5 bilhões de arrecadação - está errado ali o dado -, em termos de bônus de assinatura, e um compromisso de investimento de 5,8 bilhões que as empresas estão realizando exatamente nesse período.

Podemos ver aí uma ampla participação de empresas brasileiras e internacionais. Hoje nós temos cerca de 70 empresas petroleiras no Brasil - coincidentemente, metade brasileiras e metade estrangeiras. Ali há apenas o leque de algumas, que participaram exatamente da 11ª Rodada, entre grandes empresas e também pequenas empresas, muitas delas atuando aqui na Margem Equatorial. Já mostramos um pouco isso.

Este foi o resultado ali da Foz do Amazonas: foram 14 blocos e 7 grandes operadoras - Petrobras, Total, Brasóleo, BHP, Ecopetrol, BP e Queiroz Galvão -, que são exatamente as empresas que estão realizando as contratações.

Previsão de investimentos na Foz do Amazonas: US\$746 milhões, que são o Programa Exploratório da 11ª Rodada. Esse compromisso vai até agosto, setembro de 2018. Convertendo isso hoje em real, estamos falando de um compromisso exploratório de R\$2,1 bilhões, R\$2,3 bilhões aqui na Foz do Amazonas.

Hoje, existem dois blocos que vieram da 5ª Rodada, que são da Petrobras e hoje estão em avaliação. São aqueles bloquinhos, esses dois bloquinhos pequenos de cor azul. A Petrobras fez uma perfuração e, infelizmente, perdeu o poço. Ela está com o compromisso de refazer esse poço, mas está com o pedido de suspensão de contrato em virtude de dificuldade de licença ambiental. Estamos torcendo para que essa licença saia e a Petrobras assuma o compromisso de refazer esse poço nesses dois bloquinhos da 5ª Rodada.

Também, falando de 11ª Rodada e de Margem Equatorial, há 30 blocos aqui na Bacia de Barreirinhas e Pará-Maranhão. Isso mostra toda uma área exploratória, que vem desde Natal até chegar ao Oiapoque. Estamos falando de um compromisso, na Bacia de Barreirinhas, de US\$575 milhões; mais Pará-Maranhão, de 73 milhões - isso, da 11ª Rodada, em 2013. Investimentos na faixa de US\$650 milhões, ou seja, também em torno de R\$2 bilhões, em Barreirinhas. Em Pará-Maranhão, da 9ª Rodada, mais 125 milhões. Ou seja, se acumularmos os investimentos de Foz do Iguacu, Pará-Maranhão, Barreirinhas e tal, estamos falando de mais de R\$5 bilhões de investimentos até 2018, na fase exploratória, entre aquisição sísmica e perfuração de poços.

Um problema que temos hoje é exatamente a falta de licença ambiental. Desses 30 blocos de Pará-Maranhão e Barreirinhas, 18 estão suspensos pela ANP porque as operadoras não conseguiram as licenças ambientais para a realização de sísmica e de perfuração de poços. Já levamos isso ao Ministério, também levamos aos governadores da área e estamos também fazendo uma força-tarefa junto ao Ibama para ver se conseguimos as licenças...

(Intervenção fora do microfone.)

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Exatamente, área em mar, Ibama.

Prossigo: para que todos esses investimentos que falei, ou seja, mais de R\$5 bilhões possam ser efetivamente realizados. Como comentários finais, acho que o Brasil... Aqui há muita gente já de cabelo branco. Lembramos os anos 80, nos quais os postos de gasolina fechavam às oito horas da noite e abriam às seis da manhã. E, no final de semana, fechavam na sexta-feira de noite e só abriam na segunda-feira de manhã. E imaginar um País como o nosso, das nossas dimensões, que tem um modelo de desenvolvimento rodoviário como modelo modal...

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP. *Fora do microfone.*) - Dei-lhe mais um pouco de tempo.

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Estou terminando. Obrigado, Senador.

Imaginem como nós desenvolvíamos este País, dependendo do seu principal modelo de transporte, à noite, com os postos de abastecimento fechados e nos finais de semana! O Brasil fez um grande esforço - e aí ressalto o esforço que a Petrobras fez nesses anos - e, em 2006, chegamos à autossuficiência.

A autossuficiência é uma conta que é feita não só com o petróleo que é exportado, mas também o petróleo que é importado, porque nós precisamos de petróleo leve, exatamente, porque o nosso... No pré-sal, produzimos o leve. Mas o petróleo que não é do pré-sal ainda é um petróleo pesado, e é preciso petróleo leve para poder misturar para refinar. E também o balanço entre exportação de derivados e importação de derivados, incluindo naftas e outros.

Nesse balanço, em 2006, nós chegamos à autossuficiência. E aí, a partir de 2008, como medida anticíclica, houve esse grande consumo. Nós estamos crescendo hoje. Até 2013, 2014... O crescimento de combustível, entre 2004 a 2014, cresceu cerca de 6% ao ano - crescimento chinês. E isso levou também ao desequilíbrio. A partir de 2014 e 2015, estamos importando bem mais gasolina, o que gerou, novamente, um desequilíbrio, e passamos nessa conta a ser deficitários. Mas há um grande esforço.

O pré-sal eu acho que é uma grande descoberta, tem grandes reservas. Temos, hoje, descobertas no litoral de Sergipe e Alagoas extremamente promissoras. São reservas provadas, Senador. Estamos também muito esperançosos de que nós conseguiremos as licenças ambientais, para que as empresas possam vir para a Margem Equatorial, como eu mostrei ali, realizem esses investimentos e façam a descoberta tão necessária não só para o desenvolvimento do País, mas, principalmente, para o desenvolvimento dessa região, de cujas dificuldades econômicas e financeiras nós sabemos.

A ANP busca cumprir o seu papel, que é realizar as rodadas, atrair investimentos, atrair emprego, atrair tecnologia, no sentido de que possamos desenvolver o Brasil e, conseqüentemente, gerar emprego e renda de qualidade.

Agradeço ao Senador pelos minutos dados a mim e fico aqui para as respostas no debate posterior. Muito obrigado.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Nós agradecemos também ao Diretor da ANP, Sr. Florival.

Quero registrar a presença do Senador Donizeti, que participa da nossa audiência.

Passo a palavra, agora, ao Sr. José Antônio Cupertino, para fazer a sua exposição.

O SR. JOSÉ ANTÔNIO CUPERTINO - Obrigado, Senador Davi.

Senhoras e senhores presentes, Senadores, colegas, bom dia.

Eu serei breve, não gastarei todo o tempo, porque a Petrobras não é a operadora desses blocos. Deixarei mais tempo para os operadores conduzirem as suas explanações.

A Petrobras participou da 13ª Rodada de Licitações da ANP em dois consórcios. Um deles, liderado pela Total, que é a operadora, e engloba cinco dos seis blocos; a outra sócia, a BP; e um sexto bloco, onde a BP é a operadora e a Petrobras participa em todos eles com 30% do compromisso exploratório. Esses blocos foram adquiridos segundo um compromisso de unidades de trabalho, que significa o compromisso que temos que demandar durante a fase de exploração, que vai se encerrar no ano de 2018, passa pela aquisição de dados sísmicos fundamentais para a determinação dos locais de perfuração, e a perfuração dos poços propriamente ditos, que vão falar da potencialidade da área, para seguirmos o próximo passo, que é a avaliação de uma eventual descoberta.

Volto a ressaltar que essa é uma área de fronteira com grandes problemas não só pelo desconhecimento geológico, mas também fronteira em termos de operação, tendo em vista que existe uma distância muito grande entre os principais centros do País. Mas esse é um ponto para o operador colocar.

Nós temos um compromisso. Na primeira fase, já está cumprido o levantamento sísmico. Ainda existe um remanescente em termos de atividades, que são as perfurações dos poços. Infelizmente, hoje, encontra-se ainda na fase de obtenção da licença ambiental. Nós temos uma previsão de liberação dessa licença somente no final do ano 2016. Nesse tempo, o consórcio vai desenvolver toda a estratégia de como atuar na margem do Estado do Amapá, nos conhecidos blocos da Foz do Amazonas, e, então, partir para a fase de perfuração dos poços, que dura aproximadamente um ano e meio, dois anos essa atividade. Então, vai dizer se a área tem ou não potencial, para nós entrarmos num plano de avaliação a ser submetido à Agência Nacional.

Era isso, em termos gerais. É a posição que nós temos.

Volto a ressaltar, a Petrobras tem interesse na área. Entretanto, a posição é de sócio em consórcios, não tendo a voz. Nossos representantes são os operadores Total e BP.

Obrigado.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Passamos, agora, a palavra ao Sr. Ivan Simões Filho.

O SR. IVAN SIMÕES FILHO - Agradeço muito o convite, a oportunidade de apresentar aqui nossas atividades.

Sr^{as} e Srs. Senadores, colegas de Mesa, bom dia a todos. É um prazer estar aqui.

Por favor, passe o próximo eslaide.

Inicialmente, eu gostaria de apresentar rapidamente a BP, uma das maiores empresas de petróleo do mundo. Nós estamos presentes aqui no Brasil desde 1957. Talvez a marca mais conhecida da BP seja a Castrol, nossa empresa no ramo de lubrificantes, que se estabeleceu aqui no Brasil em 1957. Estivemos aqui na época dos contratos de risco. Estivemos aqui também com uma parte de energia solar e, hoje, nós temos cinco negócios localizados em quinze Estados do Brasil e mais o Distrito Federal.

Vamos tratar, hoje, da exploração e produção de petróleo e também da parte de combustíveis de aviação. Vocês já devem ter visto os tanques da BP aqui, no aeroporto de Brasília, e em vários aeroportos do Brasil.

Na parte de combustíveis, temos três usinas de produção de etanol, em Goiás e em Minas Gerais, no Triângulo Mineiro: a Castrol, como eu já mencionei antes, e a NFX, que é uma *joint venture*, um consórcio da BP para fornecimento de combustível marítimo no Porto do Açu.

Especificamente na área de exploração e produção, nós temos 22 blocos em diversas bacias brasileiras. Alguns, nós operamos; outros, a Total ou a Petrobras ou a Anadarko operam para nós. Em termos de área concedida, somos a segunda maior empresa do Brasil em águas profundas, depois da Petrobras, com essas 22 concessões, especificamente, seis na região do Amapá, também na Bacia de Barreirinhas, Ceará e Potiguar, nessas demais aqui, operadas pela Petrobras, e outra operação em Barreirinhas e na Bacia de Campos.

Mostrando, mais uma vez, esse mapa das áreas concedidas na região da Foz do Amazonas, a BP opera esse bloco, a Total opera para nós outro. A Queiroz Galvão está aqui presente. Nós temos feito estudos em conjunto com a Queiroz Galvão, com a Total, com outras operadoras da área, para caracterizar a região.

Depois dessa breve introdução, eu gostaria de falar um pouco sobre o ciclo de exploração e produção de petróleo. Potencialmente, é um ciclo bastante longo. Nós temos duas fases principais: uma fase de exploração - e, no jargão petrolífero, exploração significa prospecção, pesquisa, procura de petróleo -, e uma segunda fase, que é a fase de produção, aí, sim, o petróleo é extraído e produzido.

Nós estamos ainda numa fase bem inicial de todo esse processo. Potencialmente, isso vai nos levar até meados desta década, se tivermos sucesso em descobrir petróleo em quantidades comerciais. E aqui embaixo damos um pouco mais de detalhes sobre essa fase inicial.

Hoje, nós temos o compromisso firme, através do Programa Exploratório Mínimo, que são aqueles poços que temos a obrigação de perfurar até 2018. No total, entre os blocos operados pela Total ou pela BP, isso chega a até dez poços a serem perfurados até agosto de 2018, quando se encerra o primeiro período exploratório, que tem duração de cinco anos. Ao término desse primeiro período exploratório, as empresas têm a opção de, ou entrar num segundo período de mais três anos - nesse caso, elas se comprometem a perfurar poços adicionais - e, na eventualidade de uma descoberta, entrar num plano de descoberta cuja duração é negociada com a ANP. As atividades são negociadas com a ANP e são função dos resultados da etapa anterior.

Então, potencialmente, isso nos leva a até 2021, 2022 ou 2023, dependendo das eventuais descobertas das atividades. E, a partir desse momento, havendo uma descoberta comercial, se faz a declaração de comercialidade - já se descobriu, avaliou e viu que ela é comercialmente viável - e essa declaração de comercialidade inicia a fase de produção, que tem duração de 27 anos, inicialmente, uma etapa de desenvolvimento, em que é colocada toda a infraestrutura de produção - plataformas, dutos, plantas de processamento etc. -, até que, efetivamente, comece a produção.

Um pouquinho mais de detalhe sobre esse ciclo. A primeira etapa é o acesso. Ele pode ser dado através de rodadas de licitação, que é o caso que nós estamos falando aqui, da 11ª Rodada, quando adquirimos esses blocos. As empresas podem ter acesso através de negociações de cessão parcial de direitos, em que elas entram em blocos já concedidos, ou, eventualmente, através de fusões e aquisições. Vocês devem ter ouvido, por exemplo, a Shell pretendendo comprar a BG. É outra forma de acesso. Nós já tivemos esse acesso através da 11ª Rodada e agora estamos na fase de exploração, que, como falei antes, leva de cinco a dez anos aproximadamente.

Então, a primeira etapa é a geração de prospectos. O que significa isso? Nós já fizemos uma aquisição sísmica na região. Para quem não está tão familiarizado, a sísmica é uma espécie de ultrassom da terra, o mesmo princípio físico, ondas que se propagam, batem nas camadas, voltam para serem registradas. Esse tempo que elas levam se propagando é convertido em imagens de debaixo da subsuperfície. Esses dados são processados e interpretados para localização dos poços que vão ser perfurados. Antes de perfurar, no entanto, nós precisamos de toda a parte do licenciamento ambiental, da logística, até chegar à perfuração. Então, há os estudos de impacto ambiental para o licenciamento. Nós já concluímos esses estudos, apresentamos ao Ibama. Trabalhamos em conjunto com a Total e com a Queiroz Galvão, para fazer um estudo unificado da área.

Estamos, agora, vendo as sondas que vão ser usadas na perfuração, as bases de apoio logístico, os barcos de apoio, helicópteros, heliportos etc., para finalmente chegarmos à perfuração dos poços. Os primeiros poços são chamados de pioneiros, poços de mais alto risco de encontrar ou não petróleo. Em caso de descoberta, há a avaliação e esperamos chegar ao momento de declaração de comercialidade, que inicia a fase de produção de 27 anos, inicialmente, o desenvolvimento da infraestrutura e, finalmente, a produção. Aí, sim, entra pagamento de *royalties*, eventualmente, de participações especiais, como estabelecido no contrato de concessão. Até que, no final da vida útil do campo, as atividades se encerram, a área é restaurada e abandonada ao término disso.

Então, para ilustrar um pouco o que eu falei antes, a sísmica, essas imagens, que, para um leigo, às vezes, é difícil de interpretar. É a mesma coisa de quando vamos fazer um ultrassom: olhamos para aquilo e não conseguimos enxergar direito o que está ali, mas o médico consegue. Então, os nossos geólogos e geofísicos conseguem interpretar as diversas camadas, fazer mapas das regiões e estabelecer os locais propícios para perfuração. Aí, sim, vem o navio-sonda, em alto mar, e perfura poços. Eventualmente, pegam amostras das rochas perfuradas e constata a presença de petróleo.

Isso é só para ter uma ideia do tamanho do estudo de impacto ambiental, um estudo bastante extensivo, que olha com detalhes vários aspectos das áreas a serem exploradas.

Aqui, para falar um pouco dos sistemas de produção. Caso entremos na fase de produção, se instalamos vários poços no fundo do mar, vários dutos, eventualmente, várias plataformas. Aí, sim, a atividade passa a ser num volume muito maior, os investimentos passam a ser muito maiores, a geração de emprego, a geração de *royalties*, participação especial, que só ocorre quando vier, se vier - esperamos que sim -, mas, como sempre, esse é um negócio de alto risco, e, numa área

de fronteira exploratória, a probabilidade de encontrar petróleo é bastante baixa, na ordem, digamos, de 10%. Quer dizer, para cada dez poços perfurados, em média, se descobre um produtor. Então, é esse o ciclo de E&P.

Atividades na região. Já foram perfurados mais de 70 poços no mar, na Bacia da Foz do Amazonas, entre o Amapá e o Pará, mas só três em águas profundas, operados pela BP, em parceria com a Petrobras e com a Total. Entre 1999 e 2005, tivemos uma campanha exploratória. Investimos mais de US\$300 milhões para perfurar esses três poços. Infelizmente, não encontramos nada que fosse comercialmente viável. Pelas regras da concessão, tivemos que devolver as áreas para a União, que voltaram mais tarde a ser licitadas.

E aí vem a pergunta: se já se gastou tanto dinheiro e não se descobriu nada, o que é que estamos fazendo ainda na região? Por que estamos de volta? Bom, há vários motivos para isso. Um deles é o motivo tecnológico. As tecnologias de aquisição e processamento de dados sísmicos melhoraram muito nessa última década. Hoje, conseguimos enxergar um pouco mais claro a subsuperfície.

Outro fator muito importante foi uma série de descobertas na costa da África e também na Guiana, num novo conceito geológico, diferente daquele que estávamos olhando antes. Se antes estávamos procurando acumulações dentro de um certo conceito geológico que não se provou frutífero na região com os dados que nós adquirimos, hoje nós estamos olhando um conceito geológico um pouco diferente, que foi aberto por conta dessas descobertas. Notem que, quando eu falo em descobertas aqui, não necessariamente essas descobertas são comercialmente viáveis. Há cerca de dez descobertas, na África e também nas Guianas, mas só uma delas, até agora, se provou comercial, que é a de Jubilee.

Então, recapitulando: vários poços perfurados, alguns poucos com descobertas e menos ainda com descoberta comercial. Isso ilustra um pouco a dificuldade. Quando falamos em procurar uma agulha no palheiro, talvez seja procurar uma agulha em vários palheiros, sendo que só em um deles tem agulha. Então, é deste sonho que estamos correndo atrás: encontrar petróleo nesse novo conceito geológico na região e também em outras áreas da margem equatorial.

Quais são os próximos passos? O que pretendemos fazer agora?

Como parte do processo de licenciamento ambiental, temos que fazer audiências públicas em que nós somos convidados a apresentar o nosso projeto e a sociedade como um todo opinar, participar disso. Mas, como esse é um assunto extremamente complexo, antes da audiência pública, nós pretendemos levar essa exposição que mostra universo do petróleo, desde o petróleo no dia a dia, como é que ele se forma, o que a gente faz para procurar, quais são as medidas de segurança e as formas de energia alternativa.

Para que nós fazemos isso? Para procurar educar a população em geral, e tudo isso em uma linguagem tecnicamente correta, mas acessível a qualquer pessoa, desde o pescador até o doutor da universidade, todos eles podem entender um pouco melhor e ter a possibilidade de participar de uma forma mais informada nas audiências públicas.

Nós fizemos isso quando perfuramos na Bacia de Camamu-Almada, na Bahia. A gente começou o engajamento com as comunidades locais e via uma certa ansiedade, apreensão, informações que não correspondiam à realidade e achamos que a melhor maneira de poder dialogar de uma forma transparente e aberta com a sociedade em geral era através da educação sobre as complexidades da indústria do petróleo. Então, percorremos, na época, vários Municípios na região da Bahia, onde nós estávamos perfurando. Infelizmente, o poço foi seco, e nós tivemos que devolver a área para a União sem encontrar nada, mas pelo menos um legado de educação sobre o tema do petróleo ficou ali na região. E uma das coisas mais gratificantes foi ver a participação: as crianças vinham com a escola e, depois, traziam seus pais para verem também. Um rapaz disse: "Olha, eu aposto com qualquer um de vocês que, daqui a cinco anos, eu vou estar trabalhando nessa indústria do petróleo". Então, só isso de despertar o interesse, a vocação, pelo conhecimento já foi algo bastante gratificante, e pretendemos continuar com isso.

Para aqueles que tiverem oportunidade, inclusive, de estar em São Paulo até o começo de agosto, essa exposição está lá no Museu Catavento, que é um museu de Ciência, em São Paulo, muito interessante. Quem tiver oportunidade, pode ver a exposição lá.

Outro legado que estamos deixando para a região e para o Brasil como um todo, e aí não falando especificamente da BP, mas falando através do IBP, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, há vários projetos de ampliação do conhecimento.

(Soa a campanha.)

O SR. IVAN SIMÕES FILHO - Já vou concluir daqui a pouquinho.

O projeto de proteção e limpeza de costa, que é um projeto em que a gente mapeou em detalhe todo o litoral brasileiro, mostrando os trechos da costa mais sensíveis e que devem ser prioritariamente protegidos, no caso da eventualidade de um acidente - a gente espera que nunca aconteça, mas temos de estar preparados, caso venha a acontecer. Como chega

ao local, como é que pode ser o acesso para as equipes operacionais, como fazer. Então, isso já está disponível. E essa base de dados pode ser usada não só para a indústria do petróleo, mas para qualquer um que tenha interesse em estudar a costa do País.

Outros projetos em andamento: Projeto de Proteção de Fauna. Elaborar um banco de dados das espécies que habitam nosso litoral. Esse trabalho está sendo feito em conjunto com o Ibama e, mais uma vez, isso pode ser usado pelos pesquisadores de qualquer área de interesse no assunto.

Projeto da Base Hidrodinâmica da Margem Equatorial. Levantamento de uma série de dados que permitem compreender melhor a hidrodinâmica da região e que, mais uma vez, podem ser usados por várias instituições.

Nós estamos começando agora o nosso processo de conhecimento da região de engajamento. Temos procurado trabalhar o máximo possível junto das instituições locais. Usamos a Universidade Estadual, o Instituto Estadual de Pesquisa, que nos apoiou bastante no estudo de impacto ambiental, porque a gente entende que quem melhor conhece a região são os moradores locais, as pessoas que pesquisam a região. Então, em vez de trazer consultores de fora para estudar, procuramos o conhecimento local, e isso foi muito importante para a gente poder fazer um estudo de impacto ambiental da melhor forma possível, e vamos procurar sempre estar usando, na medida do possível, o que o Estado pode oferecer, como, por exemplo, a base de apoio logístico aéreo no Oiapoque, as comunidades locais para dar treinamento para apoiar em eventuais respostas a emergências, e por aí vai.

Então, as conclusões finais.

Primeiro, os resultados exploratórios na África e nas Guianas reativaram o interesse das empresas pela Margem Equatorial Brasileira. Apesar desse interesse, estamos ainda em um estágio muito inicial, em que existe uma grande incerteza se existe ou não petróleo na região e, se existir, se é comercial ou não.

Os investimentos iniciais, compromisso firme que temos hoje é, até 2018, perfurar dez poços de prospecção, de pesquisa, para eventualmente continuar com atividades adicionais de avaliação em caso de descoberta. Hoje, não podemos dizer que haja volumes comerciais de petróleo até que a fase exploratória seja concluída, e isso muito provavelmente na primeira metade da próxima década.

E uma eventual declaração de comercialidade, aí sim, abre caminho para investimentos mais significativos, com desenvolvimento da infraestrutura local, geração de empregos e pagamento de participações governamentais *royalties*, participação especial, etc., potencialmente indo até a metade do século.

Então, eu gostaria de agradecer, mais uma vez, a oportunidade de prestar esses esclarecimentos. Aqui tem os meus dados de contato e, a qualquer momento, estou disponível para informações adicionais.

Obrigado.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Obrigado, Sr. Ivan Simões.

Passamos, agora, a palavra ao Sr. Ulisses Martins, Diretor de Assuntos Corporativos da Total.

O SR. ULISSES MARTINS - Bom dia a todos. Bom dia, Senador Alcolumbre. Em nome da Total E&P do Brasil, agradeço a oportunidade e saúdo as demais autoridades presentes, colegas de mesa.

Bom, evitando ser repetitivo, até porque o colega Ivan da BP já explanou, já fez uma apresentação bastante interessante e elucidativa do tema. Vou passar para os senhores aqui algumas informações adicionais, falar rapidamente sobre a Total, o Grupo Total.

Nós somos uma empresa global de energia, de origem francesa, com presença em mais de 130 países, nas áreas de exploração, produção e refino e químicos, *marketing* e serviços e energias renováveis.

Como uma empresa comprometida com uma energia melhor, nosso objetivo é de atender a crescente demanda global por energia, de uma forma mais sustentável, segura e inovadora.

Nós estamos presentes no Brasil desde 1975. Possuímos no segmento de exploração e produção de petróleo um portfólio robusto e diversificado na costa brasileira - os senhores verão adiante. Atualmente, nós participamos em 17 blocos exploratórios, sendo sete deles com o papel de operador. E acreditamos, lógico, no potencial do País e, por isso, a nossa intenção é de compromisso de longo prazo com o Brasil.

Como falei, esse é o portfólio da Total hoje. Nós estamos presentes em toda a costa brasileira, desde a Bacia de Pelotas até a Foz do Amazonas - que é o objeto do nosso encontro aqui hoje. Operamos cinco desses blocos aqui, um deles em parceria com o BP e Petrobras.

Alguns aspectos que gostaríamos de ressaltar.

Na realidade, no panorama mundial da indústria do petróleo, ocorreu uma mudança forte de paradigma. O primeiro ponto é que o petróleo não é mais um recurso escasso como se falava algum tempo atrás. A própria Arábia Saudita mudou a sua estratégia. Hoje ela foca no aumento da sua participação no mercado e não mais na manutenção do preço. Isso faz com que a competitividade nos custos seja uma prioridade para a indústria, porque custo é fator primordial para o sucesso do negócio.

Nós temos uma declaração óbvia disso, feita pelo ministro de petróleo da Arábia Saudita, quando diz que se ele reduzir a sua produção de petróleo, o preço do barril subirá e países como Rússia, Brasil e Estados Unidos tomariam parte da participação dele no mercado. Então para ele é simples, porque o seu custo de produção na Arábia Saudita é muito baixo se comparado com o custo de produção no resto do mundo. Falando de Brasil então, é muitíssimo baixo. Isso faz com que realmente haja uma mudança nesse paradigma.

O que acontece? No Brasil, alguns anos atrás, tivemos o segmento de águas profundas, Bacias de Campos e de Santos, depois, em 2006, entramos na era do pré-sal. Qual será próxima era?

Nós acreditamos nas novas fronteiras, nas margens abruptas, lá na Margem Equatorial, que contempla a Bacia da Foz do Amazonas. Isso hoje é, como o próprio nome diz, uma nova fronteira. O Ivan colocou muito bem, é uma área de incerteza, mas nós apostamos. Já estivemos lá.

Aqui os senhores podem ver as empresas que têm presença no Brasil, como já foi mostrado pelos outros colegas da mesa. Aqui nós podemos ver que a Total já participou, já esteve presente na Foz do Amazonas em outras campanhas exploratórias, campanhas de pesquisa, junto com BP e Petrobras. Então, por que voltamos? Como disse o Ivan, novas tecnologias, novas perspectivas nos motivam a acreditar, apostar e procurar reservas de petróleo nessa região.

Para ilustrar um pouco, nos últimos 20 anos foram perfurados nos cinco continentes aproximadamente 700 poços. Vemos a quantidade de poços com descoberta comercial numa taxa de sucesso em torno de 4%, ou seja, é uma taxa muito baixa. O risco é muito alto e a probabilidade de sucesso é baixa em novas fronteiras.

Quando se fala de Margem Equatorial, Margens Abruptas, foram perfurados 101 poços. Destes 101, 53 foram secos. Dos 48 restantes, só 25 com um volume que justificasse um desenvolvimento. Então, de novo, uma taxa de sucesso em torno de 5%, o que reforça a afirmativa de que é uma área de incerteza com uma taxa de sucesso baixa, mas que nos motiva. Nós acreditamos. Todo dia nós torcemos para que se faça uma descoberta em que se consiga partir para o desenvolvimento e a produção dessas áreas.

Para não ser repetitivo, a ideia era passar algumas informações adicionais. Meus contatos estão aqui. Qualquer dúvida, qualquer questionamento que os senhores tiverem que não esteja colocado aqui, *a posteriori* podem me endereçar via *e-mail*, porque será respondido com o maior prazer.

Obrigado.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Agradecemos também ao Sr. Ulisses.

Convidamos agora, para fazer uso da palavra, o Sr. César Guimarães Pereira, Gerente de Exploração da Margem Equatorial, representando Lincoln Rumenos Guardado, Presidente da Queiroz Galvão.

O SR. CÉSAR GUIMARÃES PEREIRA - Bom dia, Senador Davi Alcolumbre, demais Senadores, autoridades presentes. Gostaria de agradecer a oportunidade. Infelizmente o Dr. Lincoln Rumenos teve uma atividade programada neste período e não pôde comparecer. De qualquer modo, agradecemos muito a oportunidade de apresentar nossas atividades na Margem Equatorial.

Começando a apresentação, quero dizer que a Queiroz Galvão é uma empresa de capital nacional, genuinamente nacional, é um conglomerado de grande porte. E uma das empresas do grupo é a Queiroz Galvão Exploração e Produção.

Atualmente, a empresa Queiroz Galvão Exploração e Produção tem 14 concessões ou participa de 14 concessões no Brasil, começando pela parte norte, da Foz do Amazonas até a Bacia de Santos. A Queiroz Galvão participa de 14 concessões em oito bacias diferentes, um portfólio bastante diversificado. E houve uma aposta muito grande na Margem Equatorial, nessa rodada 11ª da ANP, em 2013.

Nessa Margem Equatorial, nós temos concessões em quatro blocos: dois no Pará e no Maranhão; dois nessa parte, em frente ao litoral do Maranhão; uma concessão na Foz do Amazonas, onde houve talvez a maior disputa do *round* 11 - e a Queiroz Galvão conseguiu a participação em um bloco -; além disso, temos participação também em um bloco no Ceará, que é operado pela companhia Total. Desses quatro blocos da Margem Equatorial, a Queiroz Galvão opera três.

Em destaque também do portfólio da companhia há um campo de produção de gás, o Campo de Manati, na Bahia, que já foi um dos maiores produtores do Brasil. Até o ano passado, era o maior produtor de gás, destaque entre os campos brasileiros.

Há três campos em desenvolvimento que a companhia opera. A Queiroz Galvão opera Atlanta e Oliva, e esse Camarão Norte é operado pela Petrobras, um projeto que ainda está em avaliação. E há uma descoberta de grande porte no pré-sal, no Carcará.

Voltando à questão da Margem Equatorial, ao bloco Foz do Amazonas, a concessão, o consórcio é formado pela Queiroz Galvão Operadora, com 35%; a Premier Oil, uma empresa inglesa, com 35%; e a Pacific Rubiales, que é franco-canadense colombiana, com 30%.

Esse início da concessão - aqui está um esquema simplificado - começou em 2013. Foi feita a aquisição sísmica ao longo de 2014. A sísmica está em fase final de processamento, já está em avaliação esse processo, e a intenção de furar um poço é mais próximo ao final do período, ou seja, em 2018. O poço exploratório, que é o compromisso desse bloco, seria perfurado a partir do segundo trimestre de 2018.

Não vou voltar ao ponto, mas é uma área de fronteira exploratória de alto risco, espera-se um prêmio alto - obviamente as companhias estão buscando esse prêmio. É uma atividade bastante cara, pela característica da região de águas ultraprofundas, poços profundos também. E aqui há somente um destaque, mostrando o bloco operado pela Queiroz Galvão, com água acima de três mil metros a lâmina d'água ou mais ou menos na metade do bloco, e a cerca de 180km do litoral do Amapá. Aqui está ruim para ver o número, mas é próximo disso.

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Cento e sessenta e cinco.

O SR. CÉSAR GUIMARÃES PEREIRA - Cento e sessenta e cinco, corrigindo, é o que está no eslaide.

Pois não?

(Intervenção fora do microfone.)

O SR. CÉSAR GUIMARÃES PEREIRA - Depende da área em que você estiver.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Estou perguntando aqui para o Dr. Ulisses quem é o mais distante, quem é o mais próximo. Parece-me que a Queiroz Galvão está mais distante, não é isso?

O SR. CÉSAR GUIMARÃES PEREIRA - É. Olhando aqui, uma linha reta saindo do nosso bloco até o litoral, dão 165Km. Se se fizer referência ao Oiapoque, vão dar uns 180Km ou 200Km; se se fizer referência ao Porto do Pará ou mesmo ao Porto de Santana, vai dar muito mais do que essa distância.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Os da British e da Total são mais próximos?

O SR. CÉSAR GUIMARÃES PEREIRA - São aqueles ali. Este aqui é Queiroz Galvão; este bloco é o BP, e o restante é operado pela Total. São pouco mais próximos.

Bom, basicamente esta é a atividade pretendida aqui. Não vou me estender muito em relação ao que já foi bastante explorado pelos colegas.

Algumas atividades que vemos, que já estão sendo realizadas e que já foram destacadas, principalmente na apresentação do Dr. Ivan, é a questão desse licenciamento ambiental, a parceria com as instituições locais, que foi efetivamente feita. A Queiroz Galvão, em relação a essa operação dela, estamos abrindo filiais nos Estados onde opera para recolhimento de ICMS e ISS.

Já foi citada também a questão do aeroporto de Oiapoque, a base suporte logístico aéreo do projeto.

Aqui há mais um eslaide que mostra a questão do licenciamento ambiental. Já é uma realidade. O licenciamento, em termos históricos, nós temos que, em agosto de 2014, foi emitido um termo de referência de Classe 1.

A área de estudos envolve 35 Municípios. São seis no Estado do Amapá.

Foi feito um diagnóstico ambiental único. Isso aqui, talvez, seja inovador, em termos de operação no Brasil, essas empresas estarem colaborando, buscando sinergia, buscando otimização de recursos.

Estamos finalizando o protocolo, entregando-o em julho de 2015. Essa é a prévia para obtenção da licença.

E algumas parcerias já feitas e que devem continuar, com a Fundação de Amparo à Pesquisa do Amapá (Iepa), Uepa, etc..

À medida que avançarem as atividades lá, esperamos ter um resultado bem-sucedido no nosso poço e avançar para uma fase de produção, mas tendo em mente que os prazos são relativamente longos. A partir da descoberta do poço pioneiro, realizado em 2018, teriam de sete a dez anos, pelo menos, para se ter o início na atividade de produção.

Então, basicamente, era isso.

A Queiroz Galvão agradece novamente a participação, agradece a oportunidade de esclarecer aqui alguns pontos. Estamos à disposição.

Não há aqui, na apresentação, meu endereço, mas eu o deixo aqui com o Senador Davi.

Muito obrigado.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Obrigado, Sr. César.

Passamos imediatamente a palavra ao último expositor, ao Sr. João Clark, Presidente Ecopetrol S.A.

O SR. JOÃO CLARK - Bom dia a todos!

Bom dia, Senador Davi Alcolumbre; demais Senadores; demais autoridades presentes; colegas da indústria.

Muito obrigado pelo convite.

Tenho apenas este eslaide da Ecopetrol para mostrar. Vou falar um pouco da Ecopetrol.

Ecopetrol quer dizer Empresa Colombiana de Petróleos. A Ecopetrol é a maior companhia da Colômbia. Fazendo um paralelo, é a Petrobras da Colômbia, empresa que tem 84% do seu capital acionário pertencente ao governo da Colômbia. No seu conselho de administração há três ministros de Estado. A indústria do petróleo, na Colômbia, é responsável por 30% do Produto Interno Bruto do país.

A Ecopetrol é uma empresa que tem toda a sua história, desde 1950, baseada na exploração e produção de petróleo em terra no país colombiano. É uma empresa que produz hoje 850 mil barris por dia e, em 2006, ela resolveu se internacionalizar e sair do *onshore*, da exploração em terra, para o *offshore*, que é a exploração marinha.

Nessa decisão de se internacionalizar e sair da Colômbia, os países que ela escolheu foram, obviamente, o Peru, devido à sua proximidade geográfica, e o Brasil. Em seguida, ela foi aos Estados Unidos, para o Golfo do México. Hoje em dia, o foco maior - e o maior interesse de crescimento da companhia - está exatamente no Brasil e no Golfo do México.

Ela chegou ao Brasil em 2006 e, pelos eslaides anteriores, principalmente o eslaide do Diretor Florival aqui, vocês recordam que a 9ª rodada foi em 2006 - em 2007, se não me engano -, foi em 2007, depois houve a 10ª rodada que foi só em terra. E durante um longo período de cinco anos ou mais não houve rodada de oferta de blocos para áreas *offshore*, e isso deixou a companhia recém-chegada no Brasil sem condições de aumentar seu portfólio, a não ser via *farm-in*, conforme o Ivan mostrou anteriormente. Isso aconteceu com todas as companhias e é compreensível. Afinal, em 2006, a Petrobras anunciou ao mundo a descoberta de uma grande província de petróleo, que teve um impacto muito grande na indústria do petróleo naquela ocasião e houve, obviamente, todo um repensamento da indústria, enfim, do País sobre a regulação etc. Então, durante esse período a Ecopetrol ficou trabalhando com *farm-in*, entrando em blocos em parcerias com outras companhias, esperando a nova rodada que saiu em 2013.

Finalmente, em 2013, na 11ª rodada, a Ecopetrol entrou, e nós ofertamos para onze blocos na Margem Equatorial e ganhamos três desses onze blocos.

Na questão da Foz do Amazonas, nós aplicamos para quatro blocos daqueles de águas profundas, onde estão - me empreste aqui; obrigado -, aqui nessa área, a Total, a BP, a Queiroz etc., também participamos, mas perdemos a licitação e ganhamos apenas esse bloquinho aqui em água rasa. Na verdade, nesse setor de água rasa apenas duas companhias conseguiram arrematar blocos: a Ecopetrol aqui e, ao norte - estou tremendo um pouco, desculpem-me -, mas ao norte a Brasoil.

Neste bloco aqui, eu costumo dizer que sou o primo mais novo, o menorzinho dos operadores da Margem Equatorial. É um bloco de água rasa, é um bloco com bastantes riscos exploratórios. Como viram anteriormente, já foram feitos vários poços na região de águas rasas. A gente chama de a plataforma continental, antes do talude. Não houve sucesso comercial ainda nessa região. A distância desse bloco até a costa é de mais ou menos 130km em linha reta. A distância desse bloco à cidade de Caiena é de aproximadamente duzentos e poucos quilômetros e até a cidade de Macapá, de uns 500km. Ou seja, é um bloco de água rasa, mas vocês podem ver que ele está muito distante da costa. Ou seja, ele tem praticamente os mesmos problemas de logística, ambientais etc., que os blocos de água profunda têm. Nós estamos muito próximos do talude continental, que é o momento em que passa de água rasa para água profunda, que é exatamente esta região aqui, limite, daqui para cá já é água profunda.

Então, nós estamos muito próximos da água profunda. Ou seja, compartilhamos das mesmas dificuldades operacionais que existem nessa região.

A Ecopetrol ganhou esse bloco apenas com o compromisso de sísmica. Nós não temos a obrigação de perfurar o poço num primeiro período. Ou seja, nossa atividade firme será apenas a aquisição de dados sísmicos, o processamento, a interpretação e a avaliação geológica desses dados.

Caso se confirme, nesses estudos que serão feitos com sísmica 3D e interpretação geológica, o potencial, aí nós vamos locar um poço e passar para o segundo período exploratório. Obviamente que se os estudos mostrarem que o potencial continua com risco muito elevado, a empresa pode decidir devolver o bloco.

Nesse meio tempo - são cinco anos de primeiro período - estaremos acompanhando o desenvolvimento dos poços das companhias parceiras, assim como a parte de logística, de como será feita a aproximação e a infraestrutura necessária para, se decidirmos continuar, compartilhar os avanços.

Eu queria agradecer, em nome da Ecopetrol. Fiz questão de representar a Ecopetrol nesta audiência. A nossa empresa se sente muito honrada de estar aqui, e estamos disponíveis para qualquer informação adicional ou pergunta.

Muito obrigado.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Obrigado ao último expositor.

Passamos a palavra, imediatamente, ao autor do requerimento, subscrito por mim, como Presidente desta Comissão, o Senador Randolfe Rodrigues.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Obrigado, Senador Davi, Presidente desta Comissão. Meus cumprimentos a todos os convidados desta audiência pública.

O Dr. Ivan e o Dr. Ulisses já haviam estado conosco no último domingo, em Macapá. Tivemos um diálogo preliminar sobre o objetivo desta audiência, que é identificar como se dará, em que tempo se dará e que vantagens levará para o Estado do Amapá a exploração de petróleo na costa amapaense, que nós esperamos, e creio que os senhores também, seja bem-sucedida.

Eu queria fazer algumas perguntas, primeiro, basicamente destinadas às empresas que serão concessionárias dos lotes de águas profundas. Creio que são, peço que me corrijam se eu estiver errado, a British, a Total e a Petrobras, não é isso? A Queiroz Galvão, perdão. Pois bem. A questão é a seguinte: o maior bônus de assinatura da 11ª rodada da ANP, realizada em 2013, no valor de 349.950.000 é o da foz do Rio Amazonas.

Então, eu queria perguntar aos senhores - já comentaram sobre isso -, concretamente, e em decorrência até do valor do bônus de assinatura, quais são as expectativas de produção comercial de petróleo e gás nessa reserva da foz do Rio Amazonas.

A outra questão, diretamente vinculada ao que nós desejamos que seja mobilizado por essas empresas para o Estado do Amapá diretamente nessa fase. Já aprendi, Dr. Ivan, mais ou menos, quando estive na ANP, que são três fases. A primeira fase, de pesquisa e exploração. Exploração não é exploração como comumente se pensa. E, por fim, produção, que é o que nós todos desejamos.

A pergunta que faço é a seguinte: na fase primeira, de pesquisa e exploração, e depois, concretamente, na produção, quais seriam os benefícios diretos para o Estado do Amapá e para os Municípios confrontantes? E quais são os Municípios confrontantes da exploração?

Se fosse possível, eu gostaria de ter todo esse detalhamento do que pensam em mobilizar na economia local e nos Municípios confrontantes. Quais instalações as empresas detentoras da concessão pensam em se comprometer em instalar no Amapá?

Outra pergunta é também em relação a uma razão que, indiretamente, mobilizou esta audiência. Há duas semanas, aproximadamente, houve duas notícias que causaram preocupação para todos nós, lideranças políticas do Amapá e para a sociedade. Nós tomamos conhecimento de que uma grande empresa de logística, que tem o capital majoritariamente francês, que é a Necotrans, havia informado que decidiu implantar as suas instalações no Estado do Pará. Isso nos trouxe preocupação, principalmente relativamente à mobilização e aos interesses da Total. Então, eu pergunto, especialmente para o Ulisses, qual seria a relação existente entre essa decisão da Necotrans com a exploração das reservas da foz do Rio Amazonas em costa amapaense.

Nesse mesmo período, agência de notícias do Pará também noticiou que, no dia 1º de junho último, uma comitiva da Guiana Francesa, capitaneada pelo Sr. Rémy-Louis Budock, que é o Diretor do Grand Port Maritime de Guyane, visitou o Governador do Pará. E foi tratada a pauta de se estudar a viabilidade de cooperações para que o Pará possa ter uma plataforma da Total. Pelo menos, isso é o que tinha sido divulgado lá. Eu pergunto ao Ulisses se tem maiores informações sobre essa visita. Se, de fato, foi tratado esse tema e como a Total está pensando as suas atividades a partir da pesquisa, exploração e produção.

No mais, parece-me que os outros aspectos que eu tinha a perguntar foram esclarecidos pelo Ivan e também pelos demais expositores.

Há uma intenção de, já agora, na fase de pesquisa e exploração, ter uma base de operação no Município de Oiapoque, que é onde devem se deslocar os helicópteros. Então, enfim, haveria essa base de apoio. Ivan já havia esclarecido isso para nós no último domingo e voltou a reafirmar agora.

Solicito, complementarmente, as exposições e os eslaides dos senhores, que são muito ricos nos detalhes sobre como vai se dar a exploração na costa amapaense. Então, eu solicito dos senhores, obviamente sendo possível, cópia dessas exposições, que acho que são esclarecedoras para nós.

Por enquanto, Presidente Davi, eram esses os questionamentos.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Agradeço, Senador Randolfe.

Complementando, quero fazer uma pergunta ao Diretor da ANP, pois talvez ele possa me esclarecer. Em um dos blocos - eram oito -, a OGX deu um lance no leilão, e parece que não assinou contrato. Enfim, como é que fica isso? Outra empresa - a Total, a British, a Petrobras ou outros parceiros - poderia ficar com aquele lance que a OGX deu, mas para o qual não quis assinar o contrato? É para a ANP essa pergunta.

A outra pergunta que eu queria fazer é para as empresas. Acho que também é para o Ulisses. Eu estava olhando, ainda há pouco, os 14 blocos que foram licitados, que dão um valor de US\$746 milhões, que é esse período de exploração de, pelo que foi dito aqui pelo Ivan, perfurar dez poços. Isso dá, pelo dólar de hoje, mais ou menos, R\$2,1 bilhões

Eu queria saber, detalhadamente, esses R\$2,1 bilhões serão investidos em quê? Será R\$1 bilhão para o navio, talvez para fazer o poço. De mão de obra vai gastar quanto, nesse período? Eu queria, se fosse possível, ter um detalhamento desses R\$2,1 bilhões, nesses dez poços. O que efetivamente, nas minúcias, o que... O transporte do helicóptero que eu vi ali, então, tem um percentual que vai gastar no transporte do helicóptero; os operários... Se fosse possível, não detalhar talvez, assim, quantidade de operários técnicos necessários para esse primeiro momento, mais eu queria saber o que efetivamente pode ser, desse recurso, investido no Amapá, por exemplo. Já que estamos falando de 150km, 200km do Município de Oiapoque.

E eu já ouvi também, do Ivan e do Ulisses, sobre a questão de utilizar o aeroporto do Oiapoque, mas como uma base operacional para os helicópteros transportarem as pessoas durante esse início agora de exploração. Então, eu queria ter uma noção disso para esses próximos cinco anos. Refiro-me a esses R\$2,1 bilhões. Como se dará a divisão desse recurso, a aplicação desse recurso nesse início de exploração?

E, também, deixar um questionamento que me foi feito pelo Senador Paulo Rocha, e aí eu acho que faltou a participação do Ibama, aqui nesta audiência, mas vai ficar a solicitação para as empresas e para o próprio Governo, a Petrobras, ANP, enfim, se o Ibama, em função de tudo isso que a gente viu aqui, se ele está preparado hoje, se ele tem um departamento específico cuidando disso dentro da instituição nacional, se existe essa distribuição de técnicos, no tamanho da necessidade de dar uma licença ambiental para tantos blocos que foram licitados na 11ª rodada? Se, dentro desse planejamento de tempo das empresas e do próprio Governo, o Ibama vai acompanhar na velocidade do que é necessário para iniciar a exploração? Então, esse foi um questionamento do Senador Paulo Rocha, que me fez ainda há pouco, antes de sair. E eu acho que a Petrobras, a ANP, ou até mesmo as empresas podem me responder se o Ibama está preparado para dar celeridade na questão das licenças ambientais para as empresas.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Presidente Davi, o senhor me permite?

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Pois não.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Só para completar o que disse V. Ex^a em relação à questão do Ibama. Eu pergunto também às empresas, à ANP, se no diálogo -parece-me que atuação fundamental do Ibama será na eventual futura fase seguinte -, também tem atuação nesta fase agora. Pois bem, eu pergunto, tanto nesta fase agora, como na fase seguinte, eu pergunto aos senhores, qual a contribuição que nós podemos dar nesse sentido e quais os instrumentos de conteúdo local para assegurar que os investimentos que ocorram no Amapá possam ser firmados junto com o Ibama? Esclarecendo o conteúdo local, porque há duas formas de conteúdo local, falo da comunidade local. Quais os condicionantes para que comunidade amapaense possa dialogar com o Ibama? Inclusive alternando, substituindo por alguns condicionantes que sejam mais complexos para serem respondidos pelas empresas.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Então, eu passo a palavra para os esclarecimentos na ordem que acharem conveniente. *(Pausa.)*

Dr. Ulisses, então, tem a palavra.

O SR. ULISSES MARTINS - Bom, falando sobre o questionamento em relação à GPM, Gran Port Maritime e a Necotrans. Na realidade, a GPM, Gran Port Maritime, trata-se de um *pool* de empresas estabelecidas na Guiana Francesa e que têm por missão desenvolver negócios da Guiana Francesa.

Nós, Total E&P do Brasil, não temos nenhum contrato assinado com eles, não temos nenhum compromisso assumido com eles e, em momento algum, a Total E&P do Brasil esteve com o Governo do Pará ou encontrou-se com eles, tratando de qualquer assunto relacionado à instalação no Estado do Pará. Tampouco sabemos de alguma missão que tenha por objetivo falar em nome da Total sobre a instalação de navio sonda e alguma coisa desse tipo. Isso nós desconhecemos.

Outro ponto que foi abordado com relação aos investimentos, na realidade, esses investimentos, que deverão ocorrer nessa primeira fase, a maioria deles está relacionado, é claro, à perfuração, ao aluguel de sondas. Sabemos que é um custo alto. Hoje para perfurar cada um desses postos tem um custo aproximado de US\$120 milhões, US\$150 milhões. Então, é um custo elevado. A gente está falando só do aluguel do navio sonda. Temos aí outros custos associados que, realmente, têm bastante peso.

O detalhamento dos investimentos nesses próximos anos, como eu e o Ivan já havíamos colocado anteriormente, são condicionantes, são condicionados a cada poço. Depois que é furado o poço, dependendo do resultado daquele poço, vai ser dado um tratamento para o seguinte. É uma sequência lógica. Fica difícil detalhar, antes de começar, como serão feitos os investimentos e os gastos. Posso garantir que a maioria desses custos está relacionado à atividade de perfuração ao navio sonda.

Se os colegas quiserem complementar com algo. (*Pausa.*)

O SR. IVAN SIMÕES FILHO - Bom, como o Ulisses bem colocou, o custo com a sonda é o principal custo. Dependendo, o aluguel de uma sonda pode chegar à faixa de US\$500 mil por dia ou até mais. Eu não saberia precisar qual o percentual, mas certamente o maior de todos é o aluguel da sonda. Uma sonda dessas sempre vem com a sua tripulação. São pessoas altamente especializadas. Cada indivíduo que está na sonda tem um papel muito preciso a desempenhar, um serviço muito preciso para desempenhar. Então, não vai ser com pessoas escolhidas localmente que essas sondas vão operar; ela opera com a sua própria tripulação.

Associada à perfuração, existe uma série de outros serviços, como o de perfuração de poços, serviços de cimentação, que são feitos também por empresas especializadas, que têm representantes, funcionários embarcados nas sondas.

Em terra, o serviço de transporte aéreo é um componente também bastante importante, tendo em vista a distância da costa. Estima-se que cada voo deva durar em torno de duas horas ou até mais. Então, esse é um custo grande, mas nada comparado ao da sonda.

Nessa fase inicial, como é altamente especializada, a geração de empregos locais é muito restrita. Apenas a do pessoal que dá apoio ao helicóptero, eventualmente a parte de hotelaria, em que os serviços são prestados aos técnicos que vão embarcar e desembarcar. Será aberta uma filial no Estado, para gerenciarmos as operações, mas não é uma geração, digamos, muito grande de emprego. Essa geração maior viria no caso de uma declaração de comercialidade, durante a fase de desenvolvimento e toda a produção do campo.

O Município confrontante é o Oiapoque, é o Município confrontante a todos esses blocos que estão ali na região. Dentro do Amapá, nessa fase inicial, tem a questão dos estudos de impacto ambiental. Usamos muito o apoio das universidades, a Iepa, a Ueap, através de convênio com a Fapeap. Estamos conversando também com a Unifap, para estabelecer convênio com essas universidades e instituições de pesquisa, que permita nos apoiar na medida do necessário e dos estudos complementares que, porventura, sejam exigidos pelo Ibama.

Quando mencionamos a base aérea, ali vai ter que instalar, provavelmente, a Air BP, a nossa empresa do ramo de combustível de aviação vai estar lá presente para poder fornecer combustível para as aeronaves ou qualquer outra que queira se instalar ali na região.

Como parte dos nossos preparativos, fazemos preparativos para resposta emergência, mais uma vez procuramos operar com o máximo de condições de segurança possível, com uma série de redundâncias para evitar acidentes, mas esses acidentes podem ocorrer. Se vierem a correr, temos que estar preparados. Uma parte integral do nosso processo de preparação para respostas a eventuais acidentes é trabalhar com as comunidades locais, dar treinamento aos pescadores, caso eventualmente precisemos usar suas embarcações para colocar boia de contenção. Então, costumamos mobilizar muito a população local, oferecendo treinamento de curta duração, mas que tenha um impacto positivo para a região.

Detalhes de investimentos dos poços é aquela coisa que já falamos, principalmente a sonda.

Está faltando alguma, Senador?

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Tinha a questão do Ibama. Não sei se a empresa pode falar ou se vai falar a Petrobras.

O SR. IVAN SIMÕES FILHO - Não, o Ibama, com relação especificamente à pergunta se ele tem uma divisão para... *(Falha na gravação.)*

... licenciamento de petróleo e gás natural. Então, tem uma equipe especializada com relação a isso.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Mas atende no tempo necessário? Porque eu vi, ali, que tem um planejamento para entrega do relatório, parece-me, audiência pública final de 2016. É isso?

O SR. IVAN SIMÕES FILHO - Não sei o prazo que o Ibama tem para dar o resultado, mas foi entregue recentemente para eles, eles estão analisando agora e devem dar um retorno.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Mas a experiência de vocês com o Ibama, está sendo num prazo razoável ou está atrasando o início da perfuração do poço?

O SR. IVAN SIMÕES FILHO - Nós não tivemos, a BP especificamente, nenhum atraso por causa de licenciamento ambiental. É um processo que demanda muito, é bastante trabalhoso, mas até hoje não tivemos, a BP especificamente, um atraso por conta disso.

O SR. CLAYTON DE SOUZA PONTES - Bem, sobre esse ponto nós, lá no Ministério, estamos participando de uma iniciativa junto com o Ibama, com a ANP e com as demais empresas operadoras de sísmicas, buscando acelerar, buscando dar um processo de gestão mais forte, para tentar acelerar a emissão dos documentos relativos ao processo de licenciamento. Isso está sendo feito exatamente porque havia uma queixa do setor relativa à emissão de licenças, principalmente para as sísmicas, porque sem as sísmicas acontecer, não tem como as demais atividades, principalmente a perfuração, serem conduzidas. Nesse sentido, esperamos estar contribuindo. As reuniões têm ocorrido com certa regularidade e o resultado até este momento está sendo positivo, esperamos contribuir para acelerar o processo.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Dr. Florival.

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Exatamente. O Ibama nos preocupa, sim, Senadores, em virtude, exatamente, dos prazos que têm a fase exploratória.

Como citei em uma das transparências, por exemplo, a da Bacia de Barreirinhas e Pará-Maranhão são 30 concessões, das quais 18 hoje estão em suspensos ou em processo de suspensão, em virtude da falta da licença ambiental, principalmente de sísmica e de perfuração. Preocupa-nos, e bastante.

Uma pergunta que o senhor fez sobre o bloco da OGX, que ela não assinou o contrato, infelizmente só foi ela que fez oferta nesse bloco. Caso um segundo tivesse feito a oferta, ela não assinando, evidentemente ela pagou uma multa, porque ofertou e não contratou, mas nesse caso específico não houve uma segunda proposta, conseqüentemente o bloco está lá para, no futuro, voltarmos a licitar mais uma vez.

Outro esclarecimento também. Esse investimento que vimos da 11ª rodada na Bacia de Foz do Amazonas, estamos falando em US\$750 milhões, esse é o investimento mínimo, Senador. Ou seja, isso é a obrigação mínima que as empresas têm com a ANP de investir nessa região, com aquisições sísmicas e, evidentemente, a perfuração de poços.

Se os resultados forem positivos, evidentemente os investimentos aumentarão e crescerão. Há também, nesse caso dos principais blocos da Foz do Amazonas, um compromisso de, no mínimo, 37% de controle local na fase exploratória. Isso a ANP apura após a fase exploratória. Eles têm que provar para a Agência que... *(Falha na gravação.)*

... não especifica exatamente o Estado, mas empresas brasileiras. Evidentemente que as empresas procuram que naquele Estado, onde tem aquela atividade, se é possível fazer essa contratação.

Tem mais um ponto importante, que eu acho que pode ser muito interessante para o Amapá. A gente tem levado isso, eu já fui ao Amapá conversar com os reitores, tenho conversado na Andifes muito, volta e meia tenho reuniões da Andifes, que nesses contratos, tanto nos contratos de concessão como no contrato da cessão onerosa, como também nos contratos de partilha, há um instrumento, uma cláusula, chamada de cláusula de PID, que obriga as empresas, caso aqueles campos sejam produtores em grande quantidade, elas são obrigadas a investir em pesquisa e desenvolvimento 1% do faturamento bruto daquele campo. Ou seja, hoje todas as empresas aqui já têm sociedade como Petrobras em campos que já estão produzindo, então, têm esse compromisso.

Nós estamos falando em recursos bastante vultosos. A nossa projeção mesmo com esse preço de petróleo a US\$60 e US\$65, estamos projetando para os próximos dez anos que os campos que estão hoje em produção e que vão entrar em

produção, principalmente ali dentro do polígono do pré-sal, vão gerar cerca de R\$30 bilhões e desses R\$30 bilhões, no mínimo R\$15 bilhões têm que ser investidos nas universidades e centros de pesquisa do Brasil.

É por isso que tenho ido à Andifes com muita frequência. Fui inclusive, na 11ª rodada, logo após a 11ª rodada, em 2013, conversei com os reitores das universidades da Margem Equatorial, alertando que iria ter os investimentos e que as demandas, principalmente de estudos ambientais vão ser grandes e é necessário.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Esses investimentos são das empresas?

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Das empresas. Esses recursos ficam com as empresas.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Qual é o total?

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Estamos falando, nos próximos dez anos, de R\$30 bilhões.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Trinta bi?

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Trinta bilhões de reais, dos quais até 50%, se a empresa tiver centro de pesquisa no Brasil, ela pode investir no centro de pesquisa, a Petrobras faz esse investimento no centro, a parte dela, e os outros 50%, no mínimo ou outros 50%, têm que ser investido nas universidades de centros de pesquisa. Para isso, as universidades têm se credenciado na ANP, mostrar que têm habilidades e aptidões para desenvolvimento daquelas linhas de pesquisa e, com isso, as empresas ofertarem os seus serviços para serem contratadas.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Há uma prioridade - desculpe-me interrompê-lo -, uma preferência por instituições de ensino das áreas que estão em pesquisa.

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Sim. A ANP regulamenta isso. Inclusive coloca que aquelas instituições têm que ter determinadas habilidades para poder ser credenciada, e as empresas só podem contratar as instituições credenciadas pela Agência.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - Do Amapá, só tem o curso de Ciências Ambientais da Unifap, se não me engano.

O SR. FLORIVAL DE CARVALHO - Ah! De cabeça eu não sei, Senador, me desculpe.

O SR. RANDOLFE RODRIGUES (Bloco Socialismo e Democracia/PSOL - AP) - O Dr. Ulisses está confirmando que é a Unifap.

O.k..

Obrigado.

O SR. PRESIDENTE (Davi Alcolumbre. Bloco Oposição/DEM - AP) - Eu gostaria de fazer o registro da participação em nossa audiência pública, representando o Governo do Estado do Amapá, a Secretária Renilda Nascimento da Costa. Seja bem-vinda, Secretária! Em seu nome e em nome do Governo do Amapá é muito importante a participação da senhora nesta audiência pública, que debate a exploração de petróleo na costa do nosso Estado. Queria fazer esse registro da sua participação aqui, representando o Governador, que aqui não pôde estar, em virtude de outros compromissos assumidos, pedindo que a senhora o representasse e participasse desse encontro.

Eu questiono os expositores se alguns dos senhores têm alguma consideração, para fazer para encerrarmos a audiência. (*Pausa.*)

Em nome da Comissão, nós agradecemos a participação de todos os senhores nesta audiência pública, que, com certeza, esclareceu muitas dúvidas que nós - especialmente no meu caso e no caso do Senador Randolfe, autores do requerimento - tínhamos relacionadas à questão desse processo todo de exploração de petróleo na costa do nosso Estado do Amapá.

Com certeza, o debate, nesta Comissão de Desenvolvimento Regional e Turismo do Senado, esclarece muitos desses pontos. Não faltará oportunidade para estarmos juntos novamente ouvindo os senhores, tanto da iniciativa privada quanto dos órgãos governamentais, porque eu tenho certeza de que esse é o espaço do debate, é o espaço do diálogo, às vezes, é o espaço dos confrontos de ideias, mas estamos aqui justamente para isso. Com certeza, o interesse foi alcançado com êxito, de poder ter um pouco mais de conhecimento técnico de uma área tão técnica e específica que é a exploração de petróleo realizada em nosso País.

Portanto, em nome da Presidência, em nome do Senador Randolfe, em nome dos Senadores que participaram da audiência - Senador Paulo Rocha, Senador Wellington Fagundes, Senador Donizeti, Senador José Pimentel -, de todos os Senadores que passaram pela Comissão, nós agradecemos a presença de todos os convidados e de todos os presentes em nossa reunião. Nada mais havendo a tratar, declaro encerrada a presente reunião de audiência pública.

Obrigado.

(Iniciada às 9 horas e 25 minutos, a reunião é encerrada às 11 horas e 27 minutos.)