Divulgação de Resultados do 2º trimestre de 2018
Transcrição da Teleconferência / Webcast
03 de agosto de 2018

Operador: Boa tarde senhoras e senhores. Sejam bem-vindos ao *webcast* teleconferência da Petrobras, com analistas e investidores, para apresentação de informações referentes aos resultados do segundo trimestre de 2018. Informamos que os participantes acompanharão a transmissão pela internet e por telefone apenas como ouvintes, com tradução simultânea para o inglês. Após a apresentação, será aberta a sessão de perguntas e respostas, quando serão dadas as orientações aos participantes. Caso alguém necessite de assistência durante a transmissão, por favor, selecione ajuda de um operador digitando *0.

Estão presentes hoje conosco:

- o senhor Rafael Salvador Grisolia, diretor financeiro e de relacionamento com investidores;

- a senhora Solange da Silva Guedes, diretora de exploração e produção;

- o senhor Jorge Celestino Ramos, diretor de refino e gás natural;

- o senhor Nelson Luís Costa Silva, diretor de estratégia, organização e sistema de gestão;

- o senhor Hugo Repsold Jr, diretor de desenvolvimento da produção e tecnologia;

- o senhor Rafael Mendes Gomes, diretor de governança e conformidade;

- o senhor Eberaldo de Almeida, diretor de assuntos corporativos, e demais executivos da companhia.

Lembramos que esta reunião está sendo gravada e solicitamos especial atenção ao slide de número 2, que contém um aviso aos acionistas e investidores. As palavras "acredita, espera" e similares, relativas às projeções e metas, constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras.

Para começar, ouviremos a gerente executiva de relacionamento com investidores, Isabela Carneiro da Rocha, que fará uma apresentação das informações referente aos resultados do segundo trimestre de 2018. Posteriormente, serão respondidas as perguntas dos participantes. Por favor, senhora Isabela, a senhora pode prosseguir.

Isabela Carneiro: Boa tarde, agradeço a participação e atenção de todos. E vamos começar a apresentação dos resultados do nosso segundo trimestre de 2018.

Podemos ir para o slide 3 e nós começamos a apresentação com foco nas nossas métricas de topo. Temos um indicador de segurança que é medido pelo TAR, taxa de acidentados registráveis por milhão de homens hora, que teve um pequeno aumento nesse trimestre pra 1,06, mas a companhia continua comprometida com a questão de segurança, e tem trabalhado pra manter a tendência de queda observada desde 2015, e o compromisso de voltar a ficar abaixo do limite de alerta de 1 acidentado por milhão de homens hora ao fim de 18.

Já a métrica de alavancagem que é medida através do índice de dívida líquida EBITDA ajustado, apresentou importante redução numa trajetória firme pra alcance da meta de 2,5 ao final do ano. Nós atingimos 3,23 e adicionalmente fazemos um ajuste excluindo o efeito do acordo da "*class action*", pois é assim que será o final de 2018 quando esse efeito não mais impactará o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses, com esse ajuste o nosso número foi de 2,86.

Seguindo para o slide 4, nós mostramos aqui o resultado da disciplina da execução do nosso plano de negócios e gestão, como os senhores devem lembrar, nós apresentamos o nosso plano o PNG de 2017-2021, em setembro de 2016, e temos executado com disciplina e trazemos aqui os resultados então dessa execução. Gostaríamos de destacar, do lado operacional, a entrada em operação do primeiro sistema de produção na área da cessão onerosa, no Campo de Búzios, que se deu no dia 20 de abril, pela plataforma P-74. Além disso um novo sistema de produção na Bacia de Campos, em Tartaruga Verde, cidade de Campos dos Goytacazes no dia 22 de junho, e lembro que o último sistema a entrar em operação na Bacia de Campos havia sido em 2015. E também destacamos a chegada da P-67 ao Brasil, em 18 de julho. A P-67 será a oitava plataforma a operar nos campos de Lula e Cernambi. Destacamos também a ampliação do nosso portfólio exploratório, através da aquisição de novas áreas em leilões da ANP, onde priorizamos áreas de grande potencial nas Bacias de Campos e Santos e acrescentamos 13% de área exploratória desde 2017. A melhora constante nos nossos resultados financeiros se traduzem no aumento do lucro líquido e do lucro operacional. O lucro líquido do primeiro semestre atingiu 17 bilhões de reais, um crescimento de 257% quando comparado ao primeiro semestre do ano passado, e esse é o melhor resultado da companhia desde 2011, há sete anos. O lucro operacional teve também um importante aumento, 18% maior que o primeiro semestre de 2017, atingindo 34,5 bilhões de reais. Um outro destaque é a evolução da desalavancagem que atingiu o menor patamar desde 2012. Com a dívida bruta em 92 bilhões de dólares, ao fim do primeiro semestre, e a dívida liquida em 74 bilhões de dólares. Esse menor endividamento proporcionou a redução das despesas financeiras no semestre em 1,6 bilhão de reais. Além disso, nós estamos mantendo a antecipação de pagamentos

sobre juros sobre capital próprio que fizemos no primeiro trimestre, e distribuiremos no valor de 652 milhões de reais em proporções iguais, equivalente a 5 centavos por ação seja preferencial ou ordinária. O valor acumulado de distribuição no semestre soma 1,3 bilhão de reais.

No slide 5, nós mostramos um monitoramento constante de nosso plano de negócios e gestão, tendo em vista alcançar, os resultados alcançados até aqui e esse monitoramento e principalmente, mantendo inalteradas as métricas de topo da companhia como já faladas a TAR e a dívida liquida EBITDA em 2,5, nós apresentamos a nossa melhor estimativa no momento para a realização de investimentos e desinvestimentos no ano. Como já falamos em outras ocasiões, o nosso plano de parceria em desinvestimento é dinâmico, estamos em constante exercício de gestão de portfólio e, portanto, esperamos a entrada de caixa no valor de 7 bilhões de dólares nesse ano. Desses, 5 bilhões já entraram proveniente dos projetos que a gente vai detalhar mais à frente. Adicionalmente nós esperamos realizar investimentos de 15 bilhões de dólares nesse ano, sem considerar eventuais bônus de assinatura em próximas rodadas de licitações.

No slide seguinte a gente começa a detalhar o resultado então do semestre, destacando as duas variáveis muito importantes, que tiveram impacto importante no resultado, aumento do *Brent* que subiu 36% em relação ao semestre do ano passado, atingindo 74 dólares por barril, e também a depreciação do real, que foi de 8% em relação ao primeiro semestre de 2017.

Passando para o slide 7, resumimos aqui as principais linhas dos nossos resultados e nós observamos em todas elas um crescimento em relação ao ano passado, isso mostra um desempenho sólido da companhia. Então, a receita foi de 158,9 bilhões de reais, 17% superior ao semestre de 2017; lucro bruto de 58,4 bilhões de reais, 29% por cento superior; o EBITDA ajustado de 55,8 bilhões de reais, 26% maior que o mesmo período do ano anterior; e uma margem EBITDA que atingimos de 35%. O lucro líquido foi de 17 bilhões de reais no semestre, como já falamos o maior desde 2011 e bastante superior que o trimestre anterior e que o mesmo semestre do ano anterior também. E um destaque para o fluxo de caixa livre que atingiu 29,4 bilhões de reais, 30% superior ao mesmo período do ano passado, e positivo pelo 13° trimestre consecutivo.

A seguir no slide 8 nós explicamos um pouco o resultado por segmento de negócio. No segmento de exploração e produção, esse foi o que trouxe maior contribuição para a melhora do resultado em virtude da maior cotação do *Brent* e, portanto, maiores preços de exportação de petróleo e de entrega de óleo para o segmento de *downstream*, além disso menores gastos consolidados de equipamento. O maior *Brent,* nós também pagamos 63% a mais de participações governamentais nesse semestre. Já no segmento de refino, transporte e comercialização, nós tivemos um menor volume de vendas em comparação ao primeiro semestre de 2017, porém na comparação entre trimestres houve um aumento do volume de vendas e de *market share* de diesel e

gasolina, onde a gente destaca o crescimento do diesel entre trimestres, que foi de 15%. Em relação às margens, nós reduzimos as nossas margens, tivemos menores margens de diesel e gasolina em relação ao *Brent*. É importante explicar que a melhora do resultado do segmento de refino, transporte e comercialização, o EBITDA aumentou 5%, ocorreu em função de realização de estoques que foram formados a preços mais baixos, porque como eu já falei, na realidade a diferença entre o preço médio de realização dos derivados e o *Brent* caiu 45% se a gente comparar em relação ao primeiro semestre do ano passado. Para o próximo trimestre é esperado um aumento do custo dos produtos vendidos em função desse efeito de estoque.

Passando para o slide 9, trazemos aqui o lucro operacional, que cresceu 18%, e o lucro líquido, um crescimento de 257% como já falamos, por conta da maior cotação do *Brent* e da depreciação do real frente ao dólar, que resultou nas maiores margens, seja de exportações de petróleo ou de venda de derivados, mas ainda destacamos aqui as menores despesas gerais e administrativas, menores gastos com ociosidade de equipamentos e o melhor resultado financeiro. Esse foi reflexo de menores despesas financeiras em 1,6 bilhão de reais, fruto da redução de endividamento, e também teve o reflexo de um ganho com a renegociação de dívidas no sistema Eletrobrás.

Passando para a página 10, destacamos aqui o controle e a disciplina nos custos, as despesas gerais administrativas reduziram 4% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função de menores gastos com serviços de terceiros, principalmente. Do lado direito deste slide, nós destacamos o custo de extração de refino, no trimestre nosso custo de extração reduziu 7%, alcançando 10,5 dólares por barril, considerando aqui o Brasil e o exterior. Nos outros semestres este custo de extração permaneceu no mesmo patamar, um pequeno aumento em função da menor produção e de maiores gastos com intervenções em poços. Já o custo de refino apresentou uma redução importante de 11% no trimestre, atingido 8,6 reais por barril, em função de menores gastos e da maior carga processada. Já em relação às despesas com vendas, a gente explica esse aumento que houve pelo pagamento das tarifas após a venda da NTS, dos gasodutos, que ocorreu no ano passado, no valor de aproximadamente de 1 bilhão de reais e também por maiores perdas de crédito esperadas referente ao setor elétrico, um valor de 1,3 bilhão de reais.

Seguindo para o slide 11, nós destacamos aqui o comportamento, a trajetória do fluxo de caixa livre, nós estamos entregando um fluxo positivo e de forma sustentável desde 2015, atingimos 29,4 bilhões de reais nesse semestre, resultado da maior geração operacional, que é a barra amarela, e de menores investimentos que é essa barra laranja. A geração operacional hoje é mais que suficiente para fazer frente aos investimentos, pagamentos de juros e dividendos. Importante destacar que desse total de investimentos no semestre de 18,4 bilhões de reais, 89% foram alocados nas atividades de exploração e produção.

No slide a seguir, destacamos a redução do endividamento. Tanto a geração operacional como a entrada de caixa advindos dos desinvestimentos propiciaram a amortização e pré-pagamento de dívidas, que resultaram na redução de 16% da dívida bruta e 13% da dívida liquida em dólares, quando comparamos a dezembro do ano passado. Dessa forma nossa dívida liquida atingiu 73,7 bilhões de dólares e já estamos abaixo da projeção que havíamos informado aqui no primeiro trimestre, quando falamos em 77 bilhões de dólares de dívida líquida. Então já estamos em um patamar inferior, em torno de 74. Temos feito uma gestão ativa da dívida, e através dessa gestão a companhia captou no semestre 27,2 bilhões de reais e liquidou um financiamento de 81,5 bilhões de reais por meio de recompras, resgates e pré-pagamentos, seja no Brasil ou no exterior. Com essa gestão de dívida, nós conseguimos alongar o prazo médio de pagamentos de 8,62 para 9,11 anos, mantendo o mesmo patamar de custo médio de 6%, e alavancagem reduziu para 50%.

Passando para o slide seguinte, o slide 13, a gente mostra o perfil então de amortizações é fruto desse trabalho de gestão de dívida e seguimos também reduzindo nossa posição de caixa, que no fim de 2017 era superior a 20 bilhões de dólares e em 30 de junho fechou em 18,1 bilhões de dólares. Temos também, lembramos o acesso que temos na linha de crédito compromissada, no valor de 5,4 bilhões de dólares junto a 19 bancos. A posição de caixa atualmente é suficiente para fazer frente ao somatório das amortizações nos próximos 4 anos. E o perfil das amortizações apresentam uma situação bem mais confortável que no passado, quando tínhamos valores muito altos em 2018 e 2019.

Podemos seguir pro slide 14, trazendo um panorama do nosso programa de parcerias e desinvestimentos. Destacamos a entrada de caixa no semestre de 5 bilhões de dólares, essa entrada de caixa se deu principalmente pelo *closing* dos projetos que estão destacados aqui como fechados, então através da parceria com a Total nos campos de Lapa e Iara, recebemos a segunda parcela de Carcará, fizemos o *closing* também da petroquímica Suape e Citepe, fizemos o desinvestimento no Campo de Azulão, e a parceria com a Equinor em Roncador. Diversos outros projetos continuam em andamento muitos deles já em fase vinculante, alguns deles em fase não vinculante, e além dos projetos e dos processos competitivos nós temos as parceiras estratégicas em andamento. Recentemente anunciamos a parceria com a Total no segmento de energias renováveis e com a CNPC para a promoção de investimentos no Comperj e no Cluster de Marlim. Lembro que alguns projetos encontram-se suspensos, dentre eles a TAG, os projetos de parceria em refino, e a fábrica de fertilizantes Araucária Nitrogenados devido à decisão judicial.

Passando a seguir por slide 15, trazemos a remuneração...nós continuamos com a nossa política de remuneração aos acionistas, e o conselho de administração aprovou uma nova antecipação de pagamento de juros sobre capital próprio que deverão ser

pagos no dia 23 de agosto. Como já falei, serão distribuídos 5 centavos por ação, seja ordinária, seja preferencial. Ao final do exercício, do ano, nós observaremos as regras e políticas de remuneração aos acionistas, que prevê alguns critérios de pagamento mínimo aos preferencialistas, e há também a obrigação de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido ajustado, como previsto em lei.

Passando a seguir para o slide 16, nós trazemos as nossas melhores expectativas de geração de caixa para 2018. Assumindo valores atuais de *Brent* e câmbio, nós esperamos então 30 bilhões de dólares de geração operacional de caixa. Revisamos a projeção de caixa advindo de desinvestimento de 11 bilhões para 7 bilhões em função da suspensão do andamento de alguns projetos. Revisamos os investimentos para 15 bilhões de dólares, uma pequena redução em relação ao que tínhamos anunciado no plano. E o pagamento de 6 bilhões de dólares em juros, então esse é nosso melhor quadro para esse ano. E com essas variáveis nós estamos plenamente confiantes que atingiremos a meta de dívida liquida/EBITDA de 2,5 ao final do ano.

A seguir damos alguns destaques operacionais, e começamos pela nossa produção: tivemos uma redução de 4% na produção do primeiro semestre quando comparado ao mesmo período do ano anterior, principalmente em função dos desinvestimentos nos campos de Lapa e Roncador, ao declínio natural da produção e o término de alguns testes de longa duração. Esse valor nós produzimos 2,67 milhões de barris de óleo equivalente por dia e isso está dentro da meta anunciada para esse ano, então estamos em linha com a meta de 2,7 milhões de barris por dia. O crescimento da produção nos Campos de Búzios, Tartaruga Verde, Lula Norte e Lula Extremo Sul contribuirá para essa meta de 2,7. Por fim vale destacar um ponto importante: a produção no pré-sal tem aumentado e a produção operada já superou a marca de 1,5 milhões de barris por dia nos últimos dias de abril.

No slide 19, damos um destaque na Bacia de Campos, é uma bacia que tem diversas oportunidades de crescimento de produção, além das extensões já concedidas pela ANP, para Marlim, Voador e Frade, nós obtivemos mais uma prorrogação de concessão que foi em Marlim Sul, até 2052. Tivemos também o *closing* da nossa parceria com a Equinor que tem como meta aumentar o fator de recuperação em torno de 5% em Roncador. Tivemos a entrada do novo sistema de produção no Campo de Tartaruga Verde, como já destacamos, e por fim, hoje nós temos 2 novos *clusters* exploratórios, formados por 12 blocos adquiridos nas rodadas de licitação da ANP em 17 e 18, e que são prospectos bastante promissores.

A seguir, falamos da ampliação do nosso potencial do nosso portfólio exploratório através das participações nessas rodadas que já citei, onde aumentamos a nossa área exploratória em 31%. A Petrobras vem recompondo seu portfólio exploratório, e destacamos aqui a qualidade também deste portfólio. Nos últimos leilões, a Petrobras arrematou 20 blocos exploratórios, em novas fronteiras e nas Bacias de Campos, Santos, Paraná e Potiguar, e também o aumento da nossa participação no pré-sal está

assegurado porque na quarta rodada de partilha no mês de junho, exercemos o nosso direito de preferência nos blocos de Três Marias, Uirapuru e Dois Irmãos, e esses blocos foram arrematados em parcerias sempre com grandes empresas. Na quinta rodada de partilha, que vai ser no segundo semestre, programada para setembro, nós já manifestamos o interesse em exercer o direito de preferência no bloco Sudoeste de Tartaruga Verde.

No próximo slide, 21, nós trazemos um destaque pra esse poço no Campo de Sururu, um poço concluído agora dia 13 de julho que apresentou, uma coluna de óleo de 530 metros, é um valor bastante superior à média dos poços que tínhamos no pré-sal anteriormente, que eram superiores a 400 metros que já era um valor bastante alto, mas superamos agora 500 metros de coluna de óleo e gostaríamos de ressaltar a importância então desse fato, nós somos operadores desse campo, tendo como parceiros Shell, Total e Petrograal.

A seguir no próximo slide, nós destacamos o início dos 2 novos sistemas que já entraram esse ano, a P-74 em Búzios, que é a área da cessão onerosa, já está com uma produção de 30 mil barris por dia, e em Tartaruga Verde, com dois poços e uma produção em torno de 25 mil barris por dia. Então a entrada desses 2 sistemas hoje, já contribuem com mais de 55 mil barris por dia de produção.

No próximo slide, a gente faz uma visão da situação das demais plataformas que deverão entrar em operação esse ano então temos as 4 plataformas, 2 em Lula e 2 em Búzios, elas estão em estágio bastante avançados, a gente espera chegar a locação da P-67 agora no terceiro trimestre de 2018 e da P-75 também no mesmo trimestre e Lula estremo sul. Então a P-67 e a P-75 e a P-69, a P-67 e a P-75, desculpe, devem chegar a locação no terceiro trimestre e a P-69 deve sair do estaleiro no terceiro trimestre, a P-76 sai do estaleiro então no quarto trimestre desse ano. Com isso, com esses 4 sistemas nós completaremos 6 grandes sistemas aqui no Brasil e ainda temos um novo sistema no campo de Egina que fica na Nigéria, que deve entrar esse ano, e a P-68 como já tínhamos adiantado para vocês no trimestre anterior ela deve ficar para o início de 2019, com isso nós já temos dessas áreas, 93% dos poços já concluídos e isso assegura uma fase de produção que nós estamos contando no nosso plano.

No slide a seguir, 24, a gente dá um destaque na área de refino e transporte comercialização com volume de vendas que diminuiu na visão trimestral 7% foi para 1,72 milhões de barris por dia e a produção de derivados acompanhou esse movimento, devido à queda na demanda de derivados, menor venda de nafta pra Braskem também maior penetração do etanol na disputa para a gasolina e o aumento do teor do biodiesel na mistura. Já no semestre como já destacado no início tanto a produção quanto o volume de derivados aumentaram. Nós destacamos aqui a direita, a alta participação do óleo nacional na carga processada em torno de 94% e também a alta disponibilidade das refinarias mostrando um patamar de excelência operacional.

No slide a seguir, nós temos o comportamento do *market share* de diesel e gasolina, nós temos a retomada para assistente de *market share* já havíamos implementando políticas comerciais desde o início do ano e nós saímos de um patamar de *market share* inferior à 80% no primeiro trimestre de 18, para em torno de 85% no segundo trimestre, tanto para diesel quanto para a gasolina. E o fator de utilização de nossas refinarias cresceu e está em torno de 81%.

No slide a seguir, 26, nós destacamos uma melhora no efeito das operações logísticas onde temos feito otimizações, integração na programação de navios e conseguimos reduzir em 10 o número de navios de cabotagem e isso trouxe uma redução de 15% no custo unitário de *offloading* e também um aumento no número de navios de posicionamento dinâmico que trouxe também uma maior segurança nas operações.

No slide seguinte, 27, nos destacamos o saldo da nossa balança de exportações, a exportação de petróleo diminui 16% no semestre e a importação de derivados também caiu principalmente pela redução de ganhos de nafta pra Braskem, mas mesmo assim nós seguimos como exportadores líquidos com o saldo importante de 372 mil barris por dia.

No slide a seguir 28, nós mostramos o comportamento no mercado de gás natural, que ficou em torno de 77 milhões de metros cúbicos por dia e houve um pequeno aumento de demanda não termoelétrica nesse semestre e um pequeno aumento também na importação de gás da Bolívia.

No slide a seguir, houve uma menor geração termoelétrica no semestre, mas esse comportamento foi diferente no trimestre em virtude da queda dos reservatórios como podemos ver no gráfico à direta desse slide. Consequentemente, houve um aumento no preço de energia elétrica no mercado *spot* representado pelo PLD, preço de liquidação das diferenças, mostrado nesse gráfico à direita do slide.

Com isso, eu concluo a apresentação e podemos seguir para as perguntas e respostas. Obrigada.

Operador: Agora, terá início a sessão de perguntas e repostas. Solicitamos que cada participante faça no máximo 2 perguntas, de forma pausada e clara, e que sejam feitas seguidamente para que os executivos as respondam na sequência. Solicitamos também, que as perguntas não sejam feitas através da função viva voz. As perguntas feitas em inglês, serão ouvidas por todos os participantes no idioma original e respondidas pelos executivos em português, com tradução simultânea para o inglês. Para fazer uma pergunta por favor digite *1. Para remover sua pergunta da lista, por favor digite *2.

A nossa primeira pergunta vem do senhor Bruno Montanari da Morgan Stanley, por favor senhor Bruno, o senhor pode prosseguir.

Bruno: Boa tarde, obrigado pela pergunta. A primeira pergunta é relacionada ao programa de subvenção ao diesel. Vocês podiam me ajudar a entender, como que isso está reconhecido no balanço, quanto que foi recebido, o que que ainda está em aberto? Ainda nesse tema, também queria confirmar um ponto da coletiva hoje de manhã, sobre as importações, entendi pelo comentário da companhia que as importações estariam voltando, mas eu tive uma impressão diferente ouvindo os comentários das distribuidoras de combustível ontem, então que tipo de importação vocês estão vendo nesse momento. A segunda pergunta é sobre desinvestimentos, especificamente a TAG, queria entender um pouco qual foi a reação das empresas que estavam negociando com vocês, em relação a decisão do STF e se a companhia sente que o apetite continua o mesmo ou quando a restrição for removida a tendência é que esse processo volte lá para o início né, demore um pouco. Se eu puder fazer uma terceira, rápida, pra Solange: achei bem interessante o tema da coluna de óleo no Sururu, a companhia hoje já tem bastante informação de Lula, Sapinhoá, Lapa, Búzios começando o teste em Mero, queria escutar um pouco a visão sobre a produtividade desse *cluster* que parece a cada dia trazer mais dados positivos né, queria entender essa tendência dos *flow rates,* se a tendência é subir daqui para a frente dado o entendimento de reservatório que a companhia tem hoje. Muito obrigado.

Rafael: Bruno, é Rafa Grisolia, obrigado pelas perguntas, eu vou falar um pouquinho sobre a subvenção a questão do reconhecimento no *financial*, e a questão do desinvestimento, mas eu vou passar um pouquinho primeiro a palavra para o Jorge Celestino comentar a tua pergunta sobre importações e depois eu passo pra Solange então e quando voltar para mim eu fecho com as tuas perguntas sobre subvenção e desinvestimento.

Bruno: Maravilha. Obrigado.

Jorge Celestino: Ok. Ok Bruno obrigado pela pergunta com relação ao programa de subvenção o que a gente viu no mês de eu não tenho mês de junho e julho totalmente consolidados, mas o que a gente viu no mês de junho foi uma importação de diesel que entrou de 560 mil metros cúbicos, não é? E que é um produto que está sendo mais discutido, não é, porque o modelo de precificação mudou através da subvenção, o que a gente tem notado é que as companhias têm sinalizado uma operação mais ou menos nesse nível, eu não tenho por exemplo nenhum aumento de pedidos para agosto, não tenho nenhuma sinalização de aumento de demanda para a Petrobras muito diferente no mês de julho. Por isso que o que a gente está sinalizando é mais ou menos o mesmo nível de importação... Pelo menos os clientes que conversam com a Petrobras.

Solange: Bem, dando sequência aí Bruno, obrigada, pela sua pergunta, realmente eu gostei muito porque ela me dá uma oportunidade aqui até de mostrar pra vocês e esse dado ilustra isso, nós temos diferentes realidades né, naquela área do pré-sal, e a medida que passa, sim, a nossa experiência é muito maior, o que a gente adquiri de conhecimento é muito poderoso, mas fica claro a cada dia essa distinção, que cada área tem uma característica diferente, e essa área do Sururu ela realmente, você tá acompanhando então os últimos eventos, ela tem realmente mostrado dados positivos, tanto de poços quanto de *testes* de produção que nós temos feito em diferentes áreas ali, isso traz uma perspectiva muito importante e interessante pros parceiros ali, mas que ao mesmo tempo olha a produtividade nós associamos também, Bruno, a nossa outra experiência muito da forma de condições de poços e uma forma de equipar os poços vindo dessa experiência e quando junta essa experiência de cada vez construir poços mais baratos, poços mais produtivos, a gente entra numa nova geração de poços e que faz com que associado a essa apuração de reservatórios de boa qualidade, faz com que ao final, ao cabo sim, a gente possa ter, transladar, a potencializar a produtividade dessa área também, então nós temos perspectivas otimistas sim, mas pelo todo, o todo a que me refiro é ao conhecimento, tanto dos reservatórios quanto da capacidade de torna-los cada vez mais produtivos e rentáveis.

Rafael: Bruno, então, é Rafa Grisolia de novo. Sobre a pergunta sobre o saldo aí que você tá vendo de março pra frente, então basicamente você vai ver ai nas notas explicativas no ITR estamos reconhecendo quanto que vai receber de subvenção de 590 milhões de reais no período né dentro do trimestre, esse valor basicamente se recebe a segunda fase da primeira parte né, e é o reconhecimento que a gente fez via receita como uma contrapartida que a gente tá pra receber, tá na nota explicativa também que quando a gente estica o período da primeira parte da segunda fase, o valor que a gente já indicou na nota explicativa, estamos pra receber então que na verdade contempla aí dias de julho já por isso que não está no nosso orçamento contábil, é de 871 milhões, aquele saldo de 590 foi atualizado até 8 de julho e finda 871 milhões que é o primeiro pagamento que estamos aguardando da ANP quando a gente comentou hoje aí na conversa com a imprensa e a gente não tem muito receio de qualquer resultado do recebimento disso o que a gente entende perfeitamente que são procedimentos novos e que a ANP ainda tá consolidado só no nosso caso que a gente comentou que são mais de 21 notas no período tá, e outro dado aí na nota explicativa é que da primeira fase tem um pequeno valor de 63 milhões que a gente não está reconhecendo pela receita não está no saldo de receber e estamos aí conversando com a ANP sobre os procedimentos mais de atendimento a legislação do que como foi colocado nos nossos cálculos aqui pra gente poder reconhecer esse pedaço. Com relação aos desinvestimentos, como a gente comunicou hoje em conversa

com a imprensa, a gente está mantendo a meta do ano, a meta informada era de 21 bilhões, no Biênio, desculpe, ela continua, ela está muito mais alocada ao conceito de *sign* de conclusão dos projetos todos, com relação é o que a gente está vendo de gás, com relação a entrada de caixa no ano né, com entrada de caixa nesse *sign* de 7 bilhões dos quais praticamente 5 bilhões de dólares aconteceu no primeiro semestre. Com relação a TAG, o processo continua definitivamente ele está informamos ao mercado que ele está suspenso né, ele está suspenso, é o que a gente pode fazer internamente de algum trabalho está sendo feito, a gente está aguardando aí as revisões do judiciário sobre o andamento desse projeto também, caso ele venha a, voltemos né a ter novas previsões a gente comunica ao mercado.

Bruno: Está certo, muito obrigado.

Operador: A nossa próxima pergunta vem do senhor André Rachin, do Banco Itaú, por favor senhor André, pode prosseguir.

André Rachin: Boa tarde, obrigado pela pergunta. Minha primeira pergunta é referente ao U*pstream,* a gente tinha no plano de investimento a entrega de 7 FPSO no ano de 2018, até agora 2 foram entregues e olhando aqui no plano vocês tem mais 2 a P-69 que vai sair do estaleiro no terceiro trimestre, e a P-76 que vai sair do estaleiro no 4° semestre de 2018. Seria razoável considerar que fora a P-68 a P-76 poderia escorregar para 2019 e possivelmente a P-69 também? A segunda pergunta é relacionada a venda de ativos, como você mencionou, você estava colocando uma expectativa de 7 bilhões, e para esse ano, e até aqui então só queria confirmar se é relativo ao que vocês esperam de caixa para o ano de 2018, posso entender então que quando, se a liminar do ministro Lewandowski for revista, os demais ativos voltariam também ao *sign* de alguns dos demais ativos também está previsto em 2018 e aquela meta original dos 21 bi continua mantida? Por fim, se eu pudesse fazer uma terceira pergunta, eu queria entender um pouquinho melhor as dinâmicas da Bacia de Campos, a gente continua vendo uma depreciação bem acelerada lá, comparada com a do pré-sal, queria entender um pouquinho da dinâmica sobre o que está por trás dessa depreciação, se é uma maturação do ativo se é por falta de investimento, um pouquinho mais de cor nisso. Muito obrigado.

Rafael: Oi, André, é Rafa Grisolia, obrigado pelas perguntas de novo. Eu vou estar fazendo da mesma forma eu vou passar as perguntas para o Hugo primeiramente para o Hugo, sobre estas perguntas sobre operação em *Upstream,* e a entrada das plataformas e depois eu falo mais uma vez sobre desinvestimentos, ok? Obrigado.

Hugo: Oi, André, obrigado aí pelas perguntas. Olha, em relação a 69 não porque a gente deve estar tirando ela do canteiro agora ainda em agosto e mesmo que a gente demore ou tenha qualquer dificuldade para colocar em produção a gente deve começar a produzir esse ano a nossa expectativa é no começo do primeiro, do último trimestre se possível a gente quer antecipar um pouco. Agora, em relação a 76 ela está chegando, ela está saindo do estaleiro e indo para a locação no quarto trimestre a gente deve chegar com ela muito no final do ano mesmo que ela comece a produzir esse ano ela só vai contribuir para a produção ano que vem e obviamente qualquer fator, qualquer incerteza relativa ao início da produção pode sim afetar já que está muito no finzinho do ano a entrada da produção da P-76. Mas, de fato grande contribuição da 76 para a produção é para o ano de 2019.

André: Perfeito. Muito obrigado.

Rafael: O André, voltando a questão de investimento mais uma vez né, vê que realmente tá preferiu deixar claro que a meta de investimento pro Biênio continua em 21 bilhões, essa meta só deixando claro que é o conceito de *sign,* de fechamento das operações e a gente comunicou ao mercado de forma pública os processos que estão suspensos que basicamente a nossa participação na Araucária Nitrogenados, a fábrica de fertilizante ne, a TAG e os projetos das refinarias de polo sul e nordeste, pra entrada de caixa que a gente está estimando pra esse ano essa indicação de 7 do ano todo e 5 na entrada e mais 2 no segundo semestre, são todas entradas de caixas que associadas aos projetos que não estão obviamente afetados por essa suspensão momentânea que estão na fase vinculante passando pra próxima fase assim que a gente vá fechando então essa é a nossa melhor estimativa de caixa nesse momento. De novo né, os processos estão suspensos algum trabalho interno que a gente posa fazer enquanto a gente trabalha ou revê o assunto no iniciado nesses processos eles continuam também. Desculpa, cortei. A Solange vai falar sobre a sua terceira pergunta, na ordem das perguntas, a primeira pergunta ali. Só um minutinho.

Solange: Boa tarde André. Essa sua questão sobre a Bacia de Campos parece ser bastante interessante porque permite a gente esclarecer algumas repercussões sobre o assunto. Nós estamos apurando sim você está correto quando você faz sua avaliação em relação, ela tá desempenhando ligeiramente abaixo de aquilo que a gente tá planejando do ponto de vista de declínio ela tá com um declino acima do que a gente planejou que era aquele 9% do plano de negócio, e a oportunidade então que você me dá é de esclarecer que não é uma questão de potencial nós estamos com o nosso potencial da Bacia de Campos completamente preservado em linha, apenas alguns

remanejamentos, algumas conciliações de datas de alguns postos opositores em algumas plataformas que foram que tão sendo conciliados com outras demandas que obras em plataformas que tão fazendo com que a gente possa se reerguer e seguir essas datas que tão no nosso planejamento, então, alguma coisa muito momentânea, mas, e a Bacia de Campos continua como é a nossa grande geradora de caixa.

André: Perfeito, Solange, muito obrigado. Se me permitir um *follow-up,* com o diretor Jorge, só uma pergunta do Bruno que ele acabou de fazer, a gente viu um aumento relevante nas importações de diesel próprio da Petrobras, como você prevê atender o mercado ao longo do segundo semestre no mix de importação de diesel versus o aumento da carga de utilização.

Jorge Celestino: Com relação ao balanço de derivados, o que que a gente roda nosso modelo de planejamento de acordo com ....considerando sempre preço de petróleo diferencias de preço, diesel petróleo, gasolina petróleo, óleo combustível petróleo, você roda esse modelo dentro da melhor indicação de resultado econômico, tá, no balanço global desses produtos e a partir daí você decide se é melhor você refinar ou se é melhor você exportar e trazer e importar derivados não é, e segundo que em função da disponibilidade hardware, principalmente do que a gente chama das unidades de conversão, essas unidades que você transforma combustível diesel em gasolina, nossa unidade de COC, as unidades de craqueamento catalítico, então isso a gente faz de forma permanente o que apontou para agosto, tá, por exemplo, dado o mercado de diesel que a gente tinha para atender, dada a disponibilidade de petróleo e dada a disponibilidade de hardware, apontou que alguma importação era econômica tá, então vale a pena exportar o petróleo e importar o diesel, então essa foi a decisão que a gente tomou mas é até a melhor decisão econômica para a Petrobras.

Operador: A nossa próxima pergunta, vem do senhor Regis Cardoso da Credit Suisse, por favor senhor Regis, o senhor pode prosseguir.

Regis: Bom dia a todos, Rafael, bem-vindo, um primeiro *conference call* do trimestre vem com resultado forte, espero que seja o primeiro de muitos outros por vir. Umas perguntinhas no lado, a primeira no que tange a dinâmica de fluxo de caixa, baseado na projeção que vocês forneceram, parece que a gente teve também uma concentração do IP, uma concentração de maior de Capex ao longo do segundo semestre, e comparando isso com a tua geração de caixa me parece que o atingimento da tua meta de duas vezes e meia de crescimento de EBITDA no fim do ano ele é em grande parte dependente dessa geração de caixa operacional, principalmente vista da dificuldade de

ter *closing* ainda entrada de caixa de qualquer outro novo projeto além dos que vocês já têm, no *pipeline* ainda dentro desse ano. Então de forma mais objetiva, queria saber se vocês enxergam um perfil de fluxo de caixa parecido uma geração que é um pouco um fluxo de caixa livre quase que neutro para o segundo semestre, e se na visão de vocês executar novos investimentos é um fator necessário para atingir a alavancagem de 2 meses e meio ou se a questão é mesmo geração de caixa operacional. Bom, essa era a primeira, queria voltar um pouco para o tema de *downstream*, o falado programa de subvenção, passados alguns primeiros meses né desde que o programa de subvenção foi colocado, qual o diagnóstico de vocês parece que agora a poeira abaixou um pouco fica aparente que a solução afinal não foi tão ruim como se imaginava no início com um potencial controle de preço da Petrobras um temor que o mercado tinha na época da greve. Então na tua visão quais são as principais arestas que ainda precisam ser aparadas, quero me referir a coisa por exemplo a impossibilidade de praticar preços acima do preço de comercialização caso contrário você não faz jus a subvenção ou se a teu ver a antecipação de dois dias do preço de referência da ANP abre uma oportunidade de arbitragem para o importador enfim tem algum aspecto como esse do programa que na tua visão ainda é simbiótico.

E ainda no tema de refino, aproveitando um *follow-up* da última pergunta, a partir de que nível, Celestino, a partir de que nível um incremento no fator de utilização seria detrimento, seria pior, pioraria a rentabilidade do parque de refino, eu sei que essa é uma análise complicada, mas é de um modo geral assim sem ordem de grandeza é de se esperar que o fator de utilização muito próximo de 100% seria bom, e eu perguntou isso também o *follow-up* da última pergunta porquê de modo geral as pessoas têm na cabeça um déficit de produto desde 2014, que por exemplo no diesel o consumo costumava ser de 1 a 1,1 milhão de barris dia e hoje tá menor ne tá mais pra a partir de 850 mil barris dia por outro lado a época lá em 2014 mesmo com a Petrobras operava as refinarias próximas de 100% a produção de diesel era próxima de 800 mil barris dia e desde então vocês deram a partir da RENESP com adicional de 70 mil barris dia de capacidade, então me parece que inclusive o próprio parque inteiro de refino seria capaz de suprir a demanda doméstica se fosse necessário queria saber de vocês, se vocês enxergam na mesma forma. Obrigado.

Rafael: Régis, obrigado de novo, pela pergunta, pelos votos, mas deixa eu só endereçar essa tua pergunta sobre a questão da geração de caixa, o lançamento da alavancagem e aí eu passo para o Celestino. Realmente a tua leitura é correta por isso a nossa preocupação de informar no *guidanc*e exatamente essa mensagem que no atual qualquer gestão de portfólio no atual nível de *Brent* né e com o que a gente tá conseguindo ver de melhor número pra geração de caixa, o EBITDA vai ser o primeiro indicador no ano, a gente muito provavelmente a gente consegue sim atingir a nossa meta de alavancagem pra esse ano, mesmo com a entrada de caixa da gestão de

portfólio de investimentos, com a expectativa de mais 2 bilhões somente no segundo semestre isso é verdade essa é a mensagem que a gente quer passar, embora, de novo, na boa gestão de portfólio tanto nas decisões de novos investimentos quanto também no desinvestimentos a gente continua a trabalhar com todos os projetos é uma porta importante pra companhia até a leitura da geração de caixa mantidas essas condições que a gente viu no segundo tri associada de novo importante pros produtos que a gente está falando mas é muito importante reforçar aqui a qualidade dos ativos da Petrobras, toda a gestão de disciplina financeira com relação ao controle de despesas de custeio de melhoria via de custo de capital, permite a gente capturar um EBITDA projetado em um ano nessa geração de caixa que a gente tem de cambio essas condições atuais no nível de *Brent* que a gente está no mercado nacional. Vou passar para o Celestino.

Celestino: Com relação a subvenção, o modelo que foi criado na subvenção é um modelo bem competitivo, porque se a gente olhar você tem um preço de comercialização, tem um preço de referência e estão referenciados ao preço do mercado internacional eles variam com o dólar e com a cotação, então você de forma permanente você tem preços alinhados ao mercado internacional quando você soma o preço de comercialização mais o valor da subversão, tem dois, tem o IXO nessa questão é como se o preço de referência passa acima do 0,30 da subvenção, esse como o preço da subvenção é 0,30 esse valor excedente ele passa para ser compensado no mês seguinte incorporando o preço de comercialização. Então, de uma forma mais geral, a forma como os preços são praticados no modelo de subvenção são muito próximos aos preços que o mercado estaria praticando de forma dinâmica dia-dia, ou seja, um modelo que foi implementado, um modelo que traz uma competitividade para a operação do mercado, com o IXO aí de como passa acima de 0,30 ele vai ser compensado no período seguinte, essa é uma questão. Obviamente uma questão que o Rafa já tinha colocado, é um modelo, a operação do modelo dado o volume de informações em notas fiscais que transitam, não é, ele tem um período de aprendizado aí que está sendo vivido pela Agencia Nacional de Petróleo e os agentes de mercado, então te diria que com relação a subvenção esse é a nossa melhor visão.

Com relação a eficiência operacional, obviamente, eu vou tentar simplificar uma discussão um pouco mais complexa viu. Mas pra simplificar, eu vou falar, vamos considerar o seguinte, quando você olha o petróleo você tem 3 produtos que valem mais do que o petróleo: diesel, produto de aviação, e gasolina, esses produtos via de regra apesar da sazonalidade eles sempre vão ter o petróleo mais uma margem, e você tem 2 produtos pra simplificar, óleo combustível e nafta, que valem menos do que o petróleo, óleo combustível vale menos que o petróleo 15 dólares por barril menos 20 por barril, e a nafta vale entre menos 1 menos 5 dependendo, quando você roda pra refinaria, em petróleo ele produz em conjunto de produtos, você roda uma refinaria

colocou petróleo, todo o petróleo que você fez ele sai com o diesel, então você coloca o petróleo, ele produz nafta, ele produz diesel, e produz também óleo combustível. Dependendo dos custos que você tem por exemplo se você produz óleo combustível no Brasil o teu melhor destino desse óleo combustível é a China, que você tem que descontar 4 dólares por barril só de frete. Então ao produzir mais diesel marginal que você vai produzir, se você gera muito óleo combustível e nafta tem a hora que você faz a soma dos produtos que você produziu, ele vale menos do que o petróleo, e nesse momento vale mais a pena você exportar o petróleo e importar o diesel. Essa é a lógica que o modelo faz a conta, e de forma bem permanente, por exemplo, quando você opera térmicas óleo combustível no Brasil você aumenta a demanda de óleo combustível no Brasil, certamente a tua produção de diesel no Brasil com parte de refino isso torna mais competitivo, por que? Quando o mercado combustível está mais próximo e aí você abre margens para você ao invés de exportar o petróleo e importar o diesel, você produzir diesel aqui. Essa é a forma como o modelo faz as contas, não sei se eu consegui explicar.

Regis: Perfeito Celestino, eu entendo a mecânica e exatamente pela limitação de *hardware* desses modos de conversão que você já mencionou alguns, o modo de capeamento catalítico e o modo de COC, de coqueamento, é tipicamente você chega a um fator de utilização muito próximo de 100% a despeito das arbitragens de frete e mercado doméstico internacional, você tipicamente vai estar transformando petróleo em óleo combustível ne então eu entendo, e me corrige se eu estiver errado, mas tipicamente um fator de utilização muito próximo de 100% tende a ser ruim ou pior talvez do que um fator de rendimento mais próximo de 95. Queria entender se essa lógica é verdade e a outra era só sobre o balanço de diesel, porque me parece que se a Petrobras rodasse de fato a uma taxação baixa, digamos próxima ou acima de 90%, no limite digamos se fosse necessário, se fosse de fato o ponto ótimo e seria até possível atender a toda demanda doméstica com produção do parque de refino coisa que não era possível em 2014 digamos.

Celestino: Correto, essa margem tem que ser feita de forma permanente cada mercado, cada conjunto deve ser atendido, ela deve ser analisada.

Operador: Nossa próxima pergunta vem do senhor Cristian Audi, do Banco Santander, por favor senhor Cristian pode prosseguir.

Cristian Audi: Obrigado, a primeira pergunta é com relação a C*apex* dado que vocês estão num ano aí dado objetivo de 15 bi do ano, a gente analisa o que vocês fizeram até

agora está num ano mais baixo, vocês ainda pretendem chegar nesse nível de 15 ou algo está mudando no decorrer do ano que os levaria talvez chegar níveis mais baixos do que 15, sei que tem essa sazonalidade nesse processo. A segunda pergunta, Celestino, um pouco voltada a esse tema que você estava falando de refino que não ficou claro pra mim, eu acho que de uma forma simplista, você está feliz come esse nível de utilização de 80 mais ou menos %, esse é idealmente o nível que permite com que você tenha um *market share* com o qual você está feliz e ao mesmo tempo margens altas, ou você ainda vê espaço pra isso melhorar e por último, o tópico de preço, dado tudo que tem acontecido, o que que vocês sugerem pro mercado de como pensar sobre a política de preço de gasolina e diesel pra 2019, não de 2018, do ponto de vista de esperamos ou devemos usar modelos preço de vias internacionais ou não, então qualquer esclarecimento nesse sentido ajudaria. Obrigado.

Rafael: Cristian, obrigado pelas perguntas. A pergunta sobre o Capex, eu estou passando, pedindo ajuda para o Hugo te dar mais detalhes, mas de fato a gente tem uma *annual rate* diferente pro segundo trimestre, por isso a gente tá, quis reforçar o *guidance*, e o Hugo vai comentar um pouquinho e lembrando sempre que a gente não está embora do *guidance* não está alterando a previsão de investimento do PNG como um todo, isso é questão só o do que é executável ainda esse ano que vai passar para o ano que vem e depois a gente volta a pergunta para o Celestino então.

Hugo: Eu acho que aqui a tua pergunta até já foi respondida, porque esse ajuste que a gente está fazendo é pra justamente incorporar aquilo que será realizado esse ano em função do ritmo do primeiro semestre e da implantação dos projetos que a gente tem agora no segundo semestre, tem um volume muito maior de investimentos e por isso que essa taxa de realização é muito maior, mas agente está já dando como um *guidance* de que a gente vai chegar nos 15 dentro desse ano aqui o restante está passando pelo ano de 19 e não muda de maneira nenhuma o volume de investimentos e a gente está sinalizando dentro do PMG nem os projetos que a gente está implantando.

Celestino: De novo Celestino. Cristian, com relação às métricas de operação parte de refino, eu gostaria de reforçar mais uma vez que a gente roda o parque sempre com a máxima rentabilidade, com a máxima geração de valor por acionista, e não tem nenhuma métrica de fator de utilização tá, ou de *market share*, a gente vai ter, teve *market share* e aquele fator de utilização nós temos um hardware bem adequado de investimento em qualidades em capacidade de conversão, então, a orientação é operar sempre com a máxima rentabilidade, e máxima geração de valor por acionista, essa e a nossa relação com o parque. E com relação a quantia de preço, obviamente preços

sempre alinhados ao mercado internacional, sempre, essa é uma afirmação que a administração tem feito ao longo desses anos e é isso que a gente vem praticado e vai praticar.

Operador: A nossa próxima pergunta vem do senhor Luís Carvalho do banco UBS, por favor senhor Luís, pode prosseguir.

Luís: Bom pessoal, boa tarde! Tenho 3 perguntas também, a primeira talvez seja para o Rafa. Rafa, vocês colocaram em slide ali com um fluxo um *fix cash flow* ali aproximadamente de 6 bilhões naquele que você abre ali quando descreve gestão de caixa operacional, de investimento e tal tenho duas perguntas em relação aquilo ali. A primeira, vocês não consideraram nenhum dividendo ali, quer dizer olhando para a frente aquele número deveria ser um pouco menor, e dado vamos dizer assim a percepção até agora o entendimento é que de fato vocês devem pagar dividendos esse ano. A segunda pergunta, é do ponto de vista de alocação de capital olhando para a frente, vocês vão ter aí uma geração de caixa bastante forte as linhas de petróleo continuam nesse patamar a política de preço e tal, com uma alavancagem ainda caindo, qual é vamos dizer assim o *user procedure* que você acha mais adequado para essa geração de capital. De fato, de alavancar a companhia ainda mais como é que a gente pode pensar nisso para a frente. A segunda pergunta talvez pra Solange, Solange agora na semana que vem o senado volta a suas atividades e a gente tem uma expectativa lá da votação da cessão onerosa, eu queria entender do lado da Petrobras dentro daquilo que você puder dividir com a gente, quais são hoje vamos dizer assim os procedimentos que vocês vão ter ainda que cumprir e quão próximo vocês estão do acordo com o governo assumindo que essa lei passe de fato no senado, e é isso obrigado.

Rafael: Luís, obrigado pelas perguntas. Tentar responder as tuas primeiras e obviamente a Solange está endereçada a última né? Em relação ao *guidance* que a gente está colocando na geração de caixa a gente tem que está tomando cuidando aí justamente no conceito geração operacional né que implica que a gente obviamente, está assumindo um número de EBITDA um pouco diferente desse daí porque nessa gearão de caixa a gente já contempla uma política de dividendos da forma que já foi anunciada algumas variações de capital de giro e outros elementos não caixa que contemplam EBITDA. Então tá dentro da nossa melhor leitura essa geração operacional da manutenção do que já foi anunciado como política de dividendos, na forma de JCT. Na questão da geração de caixa continua também o nosso driver aqui, de atingir a meta que a gente já tá que a Petrobras já comunicou ao mercado sobre a meta de alavancagem no indicador de dívida liquida EBITDA, é claro que a gente tá sabe né o

mercado a gente compara a Petrobras com os seus principais competidores internacionais o nosso nível de alavancagem mesmo depois de atingir o objetivo e assim uma reflexão que a gente pode tá tomando aqui internamente junto com a diretoria e depois com o conselho sobre qual serão as nossas novas metas pro próximo ciclo do PMG. Vou passar pra Solange.

Solange: Boa tarde, Luís Carvalho. De novo, obrigado aí pela pergunta sobre a cessão onerosa. Do ponto de vista de procedimentos agora necessários pra finalização o que avaliamos é que está na nossa frente como passos são: agora, no retorno do senado essa votação da lei que regula ali alguns aspectos da lei anterior, onde o aditivo da lei é o aditivo da lei anterior, a partir disso entendo que faltam poucos passos e digamos não são poucos e rápidos passos pra que o aditivo ele esteja fechado entre as partes e possa ser encaminhado por parte do governo também por parte da Petrobras para as suas instâncias de deliberação então ele depende fundamentalmente dessa votação, e fechamento de poucos requisitos que ainda permanecem em aberto.

Operador: A nossa próxima pergunta vem do senhor Pedro Medeiros do Citibank, por favor senhor Pedro, pode prosseguir.

Pedro: Boa tarde a todos, parabéns pelo resultado, Rafa bem-vindo, eu tenho algumas perguntas e na verdade algumas delas são *follow-ups* de perguntas anteriores. Eu queria ainda manter esse tema em aberto de como vai ser a alocação de capital da empresa, sei que a gente ainda deve esperar a revisão do Business plan da companhia daqui pra frente, mas apenas colocar aqui esse trimestre vocês importaram mais especificas na geração de caixa da companhia, o resultado poderia ter sido até melhor se não fosse um consumo de 6 bilhões de reais no capital de giro, e quando a gente olha o *Business plan,* ele foi totalmente preparado ele foi todo preparado com o preço de petróleo muito abaixo dos preços de mercado corrente. A companhia no início do ano inclusive decidiu adotar uma estratégia e fazer um *hedge* parcial no preço do óleo de maneira a facilitar o cambio da meta de alavancagem, eu queria entender como vocês consideram a manutenção dessa estratégia de travar o preço do petróleo para a frente como vocês tão olhando isso para 2019, essa é a primeira pergunta.

A segunda pergunta é pra Solange, Solange e queria entender de vocês o que que você pode mencionar sobre as considerações que tem sido feitos com relação a melhorar a taxa de interação e utilização dos ativos na Bacia de Campos, a gente tem observada a indústria trabalhando de uma forma um pouco mais oportunista com relação ao aumento do preço do petróleo procurando contratar sondas e outros equipamentos a preços mais competitivos pra executar campanhas de *feel drilling* ou campanhas de perfuração de modo geral que vivem um aumento de recuperação nos reservatórios,

sei que você tem hoje em aberto o projeto de revitalizar Marlim e Roncador recentemente na transação em parceria feita com a Equinor e o Parque das Baleias mas o que mais que a gente pode esperar da Petrobras no que tange a Bacia de Campos. E a minha última pergunta é sobre o *lifting cost* nesse trimestre a gente observou uma melhoria relevante no *lifting cost* a respeito da companhia ter apresentado uma leve queda de produção da entrada em operação de dois sistemas novos que ainda não fizeram *ramp up*. Então queria entender qual foi o principal motivador da queda do *lifting cost* nesse trimestre se por ventura isso potencialmente teria a ver com o desinvestimento do Roncador. Obrigado.

Rafael: Pedro, obrigado aí pelas perguntas obrigado pelas boas vindas, eu vou passar as tuas perguntas, a primeira com relação aí a eventual continuação da nova política de *hedge* o que que a gente está pensando ainda para o próximo planejamento o Nelson Silva vai comentar depois a Solange responde as outras duas perguntas, ok.

Nelson: Pedro boa tarde obrigado pela pergunta então começando pela política de *hedge* vai ser reavaliado anualmente o que nos entendemos naquela época o que foi tomada a nossa decisão foi uma análise de riscos que sempre acompanha as nossas decisões aqui nós entendemos que era a melhor medida a se fazer naquele momento pra diminuir o risco de não atingimento da meta naquele momento claro que de lá pra o mercado evoluiu de maneira positiva o B*rent* surpreendeu positivamente no sentido de ficar bem acima do que nos prevíamos no plano que era 53 dólares no *Brent*, e essa política também, esse processo interno de estabelecer uma referência do *Brent* para o plano para continuar sendo feito tem toda uma governança é um processo muito detalhado que demora aí em torno de 2, 3 meses. Tem todo uma governança de aprovação de diretoria, conselho etc. Quando a gente olha para hoje obviamente a luz do *Brent* do momento quando nós momentos os 53 utilizados no plano para 2018, fica parecendo conservador. Mas, na época aquelas empresas que divulgaram e outras que não divulgam, mas a gente tem uma ideia, mais ou menos todos os operadores de gás ficaram em torno dessa faixa, em torno de 50 dólares um pouco acima um pouco a baixo. Então era o correto acho que nós tomamos a decisão certa no momento, e continuaremos fazendo esse trabalho esse processo vai continuar rodando observando a governança muito rígida que tem aqui para estabelecer o preço de referência do plano.

Solange: Oi Pedro boa tarde, tudo bem? Primeira parte aí da sua consideração em relação a melhorar o ativo da Bacia de Campos, eu acho que existem, se eu pudesse sumarizar 3 frentes diferentes porque eu posso fazer acesso a equipamentos mais baratos. A Petrobras está voltando a contatar sondas de intervenção em poços, mas

antes de tudo eu preciso fazer uma geração de projetos diferentes projetos de *feel drilling* como você falou, o projetos que são na verdade também muito aplicáveis quando você tem uma atividade submarina como uma atividade só como a nossa como uma forma diferenciada de tratar a interligação submarina, então o que nós estamos apostando eu diria é muito mais na forma, muito mais na forma de gerais de projetos de *feel drilling* e complementando depois com mix de sonda mais favoráveis pra esse processo de intervenção que por sua vez já responde a sua pergunta anterior à sua pergunta posterior sobre *lifting cost*. Nós apuramos agora neste trimestre uma composição já um impacto com redução nos gastos com intervenções decorrente da necessidade de intervenção justamente usando esse mix de sonda mais favorável para essas intervenções, ou seja, em outras palavras ajustando ao perfil das sondas as nossas necessidades. Mas nós estamos apostando muito eu acho que ao longo têm sido consistentes essa avaliação aqui dentro da Petrobras, ao longo dos anos em relação a uma gestão de custos também, dessa atividade da Bacia de Campos que precisa ser aprimorada e custo fala muito com aumento de fatores de recuperação de reservas também. Então nós precisamos ter praticas operacionais em termos eficientes que levam a um aumento de produção com aquela capacidade que já está instalada ali. Então sumarizando abordagens diferentes para gerar novas oportunidades, mas também uma condução um pouco mais diligente um pouco mais atenta em relação ao parque de produção instalado para que a gente possa apurar mais resultado com aquilo que já está instalado e produzindo na Bacia de Campos.

Operador: Nossa próxima pergunta vem do senhor Vicente Falanga, do Banco Bradesco BBI, por favor senhor Vicente, pode prosseguir.

Vicente: Boa tarde Isabela, Rafael, Celestino, Solange, eu tinha duas rápidas aqui, primeiro se por ventura as importações caírem mais e a Petro tiver que atender mais o agronegócio com o diesel S-10, você espera algum aumento no custo de refino dá para quantificar isso? E segundo, me corrige se eu tiver errado, mas a gente notou que a Petro reduziu um pouco preço da gasolina em relação ao mercado internacional nos últimos 2 meses mais ou menos isso seria basicamente fazer uma competição ao etanol que está sazonalmente mais barato ou isso pode se considerar uma estratégia mais duradora aí para o resto do ano. Obrigado.

Rafael: Oi, Vicente, obrigado pelas perguntas, o Celestino vai endereçar as tuas duas perguntas.

Celestino: O Vicente, boas perguntas, com relação, caso tivemos que aumentar a produção de S-10, o impacto no custo de refino ele é muito pequeno, é bem marginal porque na verdade temos disponíveis, você tem os catalizadores você tem o conjunto de operadores, então, é muito, mas é muito, muito pouco sensível né, esse mix de S-500,S-10 está, então não vemos problema nenhum com relação a isso. Com relação a gasolina, você tem uma simetria muito grande com o etanol que é difícil você contornar isso via preço né, a simetria é mais de 400 reais por metro cubico, então não tem nenhum sentido ajuste de prêmio de margem para buscar competição com etanol.

Operador: Nossa próxima pergunta vem do senhor Vinicius Subone, do Banco HSBC, por favor senhor Vinicius o senhor pode prosseguir.

Vinicius: Olá, boa tarde a todos e obrigado pela oportunidade. Eu gostaria que se possível vocês detalhassem um pouco mais a perda de 1,1 bilhão de reais que vocês registraram agora no segundo tri, referente a venda de ativos e se possível também, teria como vocês detalharem mais quais foram os principais motivos que levaram a redução na estimativa do *Capex*, essa queda de 2 bilhões de dólares, e uma outra dúvida que eu tenho é que quando vocês falam que houve uma redução de 15% no custo unitário de *offloading,* qual seria a base de comparação? Obrigado.

Rafael: Vinicius, Rafael, tudo bem? Obrigado pelas perguntas, você pode repetir por favor?

Operador: Vou pedir ao participante que acabou de fazer a pergunta que digite a *1 para retornar a fila, ok? Para repetir a sua pergunta.

Por gentileza, o participante que acabou de fazer a sua pergunta digite *1 para refaze-la. Senhor Vinicius Subone, o senhor pode repetir a sua pergunta.

Vinicius: Olá, bom, repetindo a pergunta. Eu gostaria que vocês dessem um pouco mais de cor sobre quais foram os motivos que levaram a Petrobras a reconhecer a perda de 1,1 bilhão de reais, no resultado desse segundo trimestre referente à venda de ativos. A minha segunda dúvida seria em relação aos drivers, sobre quais drivers que levaram a redução na estimativa de Capex de 2 bilhões de dólares. E a minha terceira dúvida seria sobre aquele ponto que vocês mencionaram nos slides sobre a redução de 15% no custo de *offloading* qual seria a base de comparação para esse número? Obrigado.

Rafael: Vinicius, é o Rafa de novo, e você desculpe aí não ter capturado tuas perguntas, mas vamos lá. Da tua primeira pergunta sobre um pouco mais aí do efeito de baixa, é basicamente com relação aos desinvestimentos de Roncador, a gente está reconhecendo aí no período a conclusão da operação é normal, a atualização de baixa interna na conclusão da operação, as notas explicativas, se quiser a gente fala um pouco depois *off-line* com mais detalhes. Com relação ao *pace* de Capex é o que a gente comentou aqui o que o Hugo também já endereçou, eu quis ilustrar aí somente para o guidance para a geração de caixa que realmente continuamos aí com os investimentos não estamos cancelando os investimentos. É realmente um volume do que está acontecendo desse ano para o próximo do período toda a nossa média de investimento o nosso indicador de investimento anunciado no PNG está mantido, só que para a gestão de caixa a gente está dizendo que a realização mais provável agora dentro do ano vai ser 15 bi e não 17. Mas, de novo sem comprometer no investimento chave, sem cancelamentos, simplesmente uma maior indicação do que vai ser para o operacional de fato de concluir esse ano. A terceira pergunta eu passarei o comentário para o Jorge para fazer alguns comentários da tua última pergunta. Obrigado novamente por ela.

Celestino: Vinicius, com relação a redução dos custos de *offloading* se a gente olhar o número de navios que a gente reduziu de 37 para 26, eles já te dão uma cor do aumento da nossa eficiência na operação óleo diesel de *offloading* através da melhora dos fatores de ações dos navios e otimização das viagens, então esse, essa nova forma de operar, essa nova forma de planejar os *offloading* que levou uma redução de 15% nos custos de operação de *offloading*.

Operador: The next question comes from mister Paul Chang from Barclays, please mister Paul speak slowly the question

Paul Chang: Hello, (Pergunta na transcrição em inglês).

Rafael: Bom, obrigado pelas perguntas, a gente vai, o Jorge vai tentar endereçar elas, se ficar alguma outra dúvida a gente pode falar depois *off-line,* ok. Muito obrigado de novo pelas perguntas.

Jorge: Bem, com relação a primeira pergunta relativo a adequação dos nossos produtos pra atender a regra da IMO 2020, a Petrobras, ela tem uma posição muito boa

pra produção de *bunker* de baixo teor de enxofre, porque nós possuímos petróleo com baixo teor de enxofre, a produção dos petróleos brasileiros, são petróleos de baixo teor de enxofre então nós não teremos necessidade de fazer investimentos em instalações de refino para a adequar nossa produção, a especificação de um novo *bunker*, mas na verdade a gente viu isso como uma vantagem competitiva para a Petrobras pela disponibilidade desses petróleos com baixo teor de enxofre. Com relação ao ganho de preços e em relação aos inventários né, isso são de relações internas da companhia, ou seja, entre área de upstream e área de *downstream* e que na verdade não trazem nenhum resultado para fora da companhia isso são resultados internos da companhia.

Solange: Em relação a produtividade, que você pede pra avaliar a nossa visão, nós desde o início de nossa atividade de exploração e produção no pré-sal dado o que nós estamos diante de um tipo de reservatório único, sem muitos similares na indústria, nós somos bastante cautelosos em fazer essa previsão de produtividade e hoje nós apuramos depois de praticamente 8 anos produzindo no pré-sal no apuramos que a nossa visão mais provável ela está se realizando com viés otimista em algumas situações ligeiramente maior do que seria a nossa visão de produtividade mais provável, e estamos apurando muito a nossa capacidade de entender de que forma os projetos de engenharia de poços e também de sistema submarinos eles são como ajusta-los pra que a gente aumente ainda mais a produtividade, então esta lição apreendida nesses 8 anos tem levado ao aprimoramento da forma de colocar este reservatório em produção, as resposta de produção nos 8 anos não apresenta nenhum tipo de evento que nos chama atenção para algum tipo de desvio em relação aquilo que a gente está projetando e apuramos também que foi muito feliz a decisão inicial de começar desde o início da produção desses campos, com a injeção alternada de agua e gás, ele tem se mostrado como previsto muito positivo, pra produtividade, pra preservação dos reservatórios, essa é a nossa melhor avaliação.

Operador: Obrigado a todos. Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas deste *webcast* teleconferência. Com a palavra o diretor Rafael Grisolia para os seus comentários finais. Por favor diretor, pode prosseguir.

Rafael: Mais uma vez eu queria agradecer a todos pela participação no *call*, qualquer outra dúvida que tenha ficado por favor toda a equipe do RI da Petrobras está à disposição, de novo obrigado e boa tarde a todos.

Operador: Obrigado. Senhoras e senhores, o áudio dessa teleconferência para replay e a apresentação de slides, estarão disponíveis no site de investidores da companhia no endereço: www.petrobras.com.br/ri.

Isto conclui este webcast teleconferência. Muito obrigado pela participação de todos, por favor desconectem suas linhas agora e tenham uma boa tarde.