

# **Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3**

**Resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-  
COPROD/CGMAC/DILIC**

**Capítulo II.2 – Caracterização da Atividade  
Capítulo II.3 – Análise de Alternativas**

Revisão 00

Julho/2018



**E&P**



## ***I – INTRODUÇÃO***

Em 28/03/2018 foram recebidos o Ofício nº 46/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA e o Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, nos quais é apresentada a análise do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (REV. 00), protocolado nessa CGMAC em 10/07/2017, por meio da Carta UO-BS 0477/2017.

O presente documento apresenta os esclarecimentos solicitados no mencionado Parecer.

## ***II – ESCLARECIMENTOS***

Visando a facilitar a leitura do documento, os trechos do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC em que há questionamentos são transcritos em azul e as respectivas respostas em preto.

### ***ESCLARECIMENTO 1:***

#### ***II.2 – Caracterização da Atividade***

##### ***II.2.1 – Apresentação***

*(...) Com relação ao escopo do projeto registram-se, ainda, informações apresentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no Ofício nº 0167/2018/SDP:*

*– As informações apresentadas à Superintendência de Desenvolvimento da Produção (SDP) não contemplam a realização do SPA de Sul de Sapinhoá no horizonte de 5 anos, “constando inclusive indicação de devolução da área de Sul de Sapinhoá (...) a ser realizada ao término do processo de revisão do contrato de Cessão Onerosa”;*

*– O SPA de Búzios 5 poderá ser realizado através da interligação do poço diretamente ao FPSO P-74; e*

*– Os DPs de Lula Sul 3, Lula Oeste, Sururu, Atapu 2 e Búzios 6 ainda estão em estágio de “avaliação de oportunidade”.*

*Solicitam-se, portanto, esclarecimentos em relação à inclusão destes projetos no presente processo de licenciamento.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Em relação ao SPA de Sul de Sapinhoá, ressalta-se que a revisão do contrato da Cessão Onerosa é um processo em andamento junto à ANP. A área continua sob operação da Petrobras e para uma avaliação adequada da região é importante a realização de um SPA. Será necessário manter a atividade programada na área, enquanto o processo de revisão do contrato da Cessão Onerosa não for concluído.

Em relação ao SPA de Búzios 5, confirmamos que será realizado no FPSO P-74 de Búzios 1 e, portanto, não há necessidade mantê-lo neste processo de licenciamento.

Quanto aos projetos de DP de Lula Sul 3, Lula Oeste, Sururu e Atapu 2, apesar de estarem na fase "avaliação de oportunidades", a inclusão destes projetos neste processo se deve ao fato de que, a depender dos resultados obtidos, a instalação dos mesmos está prevista para iniciar entre 2020 e 2024, conforme pode ser visto no cronograma apresentado no Anexo II.2-1 desta resposta.

Em relação a Lula Sul 3, a implantação de um possível módulo de produção na região dependerá do comportamento do reservatório com a produção das plataformas P-66 (Lula Sul) e da P-69 (Lula Extremo Sul).

Em relação a Lula Oeste, a implantação de um possível módulo de produção na região está em fase de estudos e de aquisição de dados de reservatório. Nesta região, foram perfurados três poços: 3-BRSA-865A-RJS (3-RJS-677A), 9-LL-30-RJS e 3-BRSA-1120-RJS (3-LL-25-RJS), tendo sido os dois primeiros testados. Além dos testes, foram também coletadas amostras de rocha e fluido e realizadas tomadas de pressão a cabo. De forma a trazer uma maior robustez ao plano de desenvolvimento da área, está sendo realizado um teste, através da produção no poço 3-RJS-677A, que está interligado ao FPSO Cidade de Angra dos Reis. Dentre os objetivos do teste, ressalta-se a identificação da qualidade do reservatório, o comportamento de chegada de fluidos, o balizamento do volume de

hidrocarbonetos e a avaliação do grau de comunicação entre as áreas do campo, sendo este último auxiliado pelas informações obtidas do registrador CaTS instalado no poço 9-LL-30-RJS. Com os resultados desse teste, o Consórcio poderá estudar as melhores alternativas para o desenvolvimento da região, buscando otimizar a exploração e o fator de recuperação de hidrocarbonetos da jazida.

Para a área de Sururu Central, a Petrobras vislumbra a realização de um plano de aquisição de informações a ser executado entre os anos de 2019 e 2021, que envolve, potencialmente, a realização de um sistema de produção antecipada (SPA) em um de seus poços, além da perfuração de poços ADR (aquisição de dados de reservatório). Em 16/10/2017, por meio da carta UO-BS 0747/2017, a Petrobras solicitou anuência ao IBAMA para que o SPA de Sururu Central fosse realizado na janela do SPA de Lula Oeste, inicialmente previsto no escopo da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 2 (processo IBAMA nº 02022.002141/2011). Se anuída a realização do SPA, a depender dos resultados obtidos com as informações dessa atividade, há a possibilidade de antecipação da implantação de um projeto de desenvolvimento da produção nesta área.

O projeto de Atapu 1 irá drenar três diferentes regiões da jazida de Atapu: região do 9-ATP-1-RJS, região do 3-BRSA-1172-RJS (3-RJS-722) e região do 1-BRSA-1146-RJS (1-RJS-711). A região do 1-BRSA-1146-RJS (1-RJS-711) terá apenas dois pares de poços no projeto de Atapu 1. A produção nesta região ajudará na definição do projeto de Atapu 2, que tem por objetivo principal esta mesma área. Um resultado positivo da resposta destes poços irá acelerar o esforço de desenvolvimento desta área. Com a possibilidade de aproveitar alguns poços de Atapu 1 em Atapu 2, por meio de remanejamento das linhas de produção e injeção, é possível adiantar o início da produção de Atapu 2.

Em relação ao DP de Búzios 6, a qualidade do imageamento sísmico do alto leste de Búzios, em especial da região em que será implantado o projeto de Desenvolvimento da Produção (DP) de Búzios 6, é inferior à qualidade dos demais módulos de Búzios. Essa pior qualidade do imageamento sísmico é decorrente da topografia muito acidentada do pacote de evaporitos que ocorre nesta região. Ocorrem diápiros muito estreitos e com flancos íngremes, como “muros”, que fazem

com que seja insatisfatório o processo de migração do dado sísmico. Disso decorrem deformações severas nas reflexões para o intervalo do pré-sal, com a introdução de ruídos muito fortes com formato de hipérboles, como é característico para eventos mal migrados. Somente reflexões mais profundas do que o intervalo de reservatórios portadores de óleo são razoavelmente visíveis e indicam a continuidade para sul da estrutura em *horst* da porção leste do campo. Porém, precisamente nos intervalos dos quais se espera produzir, é difícil verificar a continuidade lateral, identificar e mapear falhas e fácies sísmicas em geral. Devido a esta importante incerteza, e também por não haver nenhum poço perfurado na área, a malha de drenagem do projeto de DP de Búzios 6 poderá sofrer grandes alterações com a aquisição de novos dados sísmicos e/ou de perfuração de poços.

No início do segundo semestre de 2018 está previsto o início de nova aquisição sísmica (NODES). Na época da elaboração do último Plano de Desenvolvimento do campo de Búzios, o processo de contratação dessa nova aquisição sísmica estava em andamento. Dada a volatilidade do cronograma de contratações de serviços, a Petrobras informou que o início da produção do projeto de DP de Búzios 6 ocorreria em 2027. Com a conclusão da contratação da nova aquisição sísmica, foi possível a revisão do planejamento de atividades dessa área do campo.

O novo dado sísmico estará disponível ao final de 2020 e subsidiará um planejamento mais robusto das atividades na área do projeto de DP de Búzios 6. A partir deste novo dado, será possível antecipar a perfuração de poços de aquisição de dados de reservatório (ADR) nessa área. Adicionalmente cabe destacar que a Petrobras também irá avaliar a possibilidade de antecipar a perfuração de poços de aquisição de dados de reservatórios nesta área, a partir da reinterpretação do reprocessamento sísmico FWI em andamento, que será concluída até o final de 2018, como forma de adquirir as informações que servirão de insumo para o projeto de desenvolvimento da área.

As informações adquiridas com esses poços servirão como insumo para a especificação da Unidade Estacionária de Produção (UEP) que será instalada na área. Por este motivo, a Petrobras entende ser necessária a manutenção do pleito de licenciamento para o projeto de DP de Búzios 6 no processo Etapa 3.



## **ESCLARECIMENTO 2:**

### *II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto*

*(...) Os SPAs e o TLD do Etapa 3 terão duração aproximada de 6 (seis) meses e o Piloto de Produção de curta duração de 12 (doze) meses. Foi informado que os SPA apresentam as mesmas características de um TLD, mas com denominação diferenciada em virtude de ocorrerem apenas após a declaração de comercialidade do campo onde será realizado. Contudo, não foi esclarecida a diferença destes para o Piloto de Curta Duração. Solicita-se que a empresa apresente este esclarecimento.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Quanto ao termo piloto de curta duração, entende-se por projeto piloto para obtenção de informações de reservatório e qualificação de tecnologias para produção sob condições de elevado conteúdo de CO<sub>2</sub> no reservatório e sistema de separação a alta pressão, com duração prevista de 12 meses, podendo ser prorrogada por mais 12 meses.

Por se tratar de um período de teste um pouco maior, ainda podendo ser prorrogado, foi denominando de projeto Piloto.

## **ESCLARECIMENTO 3:**

*De acordo com as informações apresentadas, o gás produzido nestes empreendimentos de curta duração será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação, não havendo gasoduto para exportação.*

*Neste contexto, também foi informado que “a vazão de produção de óleo do TLD e dos SPAs está limitada pela queima de gás autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), podendo variar, portanto, de acordo com a razão gás-óleo (RGO) de cada área, ou seja, a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície”. Solicita-se que a empresa esclareça como se dá a definição do limite de queima em relação à RGO.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A PETROBRAS esclarece que o limite de queima de gás autorizada pela Agência Natural do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) não é definido de acordo com a razão gás-óleo (RGO) do fluido da área. A vazão máxima de produção de óleo, sim, pode variar com a RGO.

Uma das mais importantes atividades de aquisição de dados de reservatório realizada antes da implantação de projetos definitivos de desenvolvimento da produção é o Teste de Longa Duração – TLD (ou Sistema de Produção Antecipada – SPA, quando realizado após a Declaração de Comercialidade). O TLD/SPA consiste na produção por meio de um poço de forma a impor uma perturbação de pressão no reservatório. Ao perturbar-se o reservatório, é possível adquirir informações quanto a (i) comunicação entre o poço produtor e os poços observadores, (ii) transmissibilidade das falhas, (iii) caracterização do reservatório, (iv) limites e continuidade areal e vertical do reservatório. Porém, a magnitude dessa perturbação é proporcional à vazão do poço: quanto maior a vazão, maior a perturbação do campo de pressões do reservatório. Para que seja possível detectar variações na pressão do reservatório, é necessário que a magnitude da perturbação sobressaia os ruídos oriundos de efeitos de poço e de maré.

Por esse motivo, a vazão máxima de produção (hoje em torno de 1 MM m<sup>3</sup>/d) traria os melhores resultados para o teste. Entretanto, de forma a manter o compromisso assumido junto ao IBAMA e à ANP, a Petrobras limitou o volume máximo de queima a 500 M m<sup>3</sup>/d durante os testes licenciados em processos anteriores, salvo raras e pontuais exceções, desde que aprovadas pelo IBAMA e pela ANP, minimizando, assim, a queima de gás nas plataformas.

#### **ESCLARECIMENTO 4:**

##### *II.2.2 Descrição sucinta do projeto*

*(...) Por sua vez, para o DP de Libra 2 NW e para o DP de Libra 3 NW foi considerado como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no*

*reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada. A PETROBRAS destacou que “estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás, cujas definições serão apresentadas nos respectivos requerimentos de Licenças de Instalação”.*

*Frente a esta questão, entende-se que não há como julgar a viabilidade do projeto sem que este esteja definido em um de seus itens mais sensíveis: o destino do gás produzido em duas de suas unidades definitivas. Assim, solicita-se que a PETROBRAS defina previamente qual será a destinação do gás produzido nos projetos do Campo de Libra.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Os projetos do bloco de Libra (LIBRA 1 NW, 2NW e 3NW) têm como escopo a utilização do gás produzido como combustível no FPSO e reinjeção total do gás excedente para este processo de licenciamento da Etapa 3.

Esclarecemos que, no EIA, Libra informou que existem estudos preliminares avaliando alternativas de exportação parcial do gás à luz das normas concebidas pela ANP que, caso apresentem viabilidade técnica e econômica, poderão dar origem a outros projetos que serão objetos de novos processos de licenciamento.

## **ESCLARECIMENTO 5:**

### *II.2.1.2 – Objetivos da Atividade*

#### *II.2.1.2.3 – Objetivos dos Gasodutos*

*(...) Mais uma vez, não ficaram claros quais os procedimentos quanto ao gás produzido nos Pilotos de Produção (curta e longa duração). Solicita-se que a empresa apresente informações objetivas a este respeito. Considera-se importante reforçar o entendimento de que não há como atestar a viabilidade de um projeto que se encontra parcialmente em fase de pesquisa, estando, portanto, ainda indefinido em um de seus itens mais sensíveis: o destino do gás produzido em duas de suas unidades definitivas.*

**Resposta/Esclarecimentos:** O gás produzido no campo de Júpiter, objeto do Piloto de Curta Duração, será totalmente reinjetado. Essa é a estratégia em pauta, dada à impossibilidade de enquadramento do gás para exportação (3% de CO<sub>2</sub>) ou mesmo para utilização como gás combustível (menor do que 40% de CO<sub>2</sub>). As tecnologias de membranas de remoção de CO<sub>2</sub> bem como de turbinas a gás não permitem o uso do gás com teores da ordem de 80%.

O gás produzido no Piloto de Longa Duração em Libra será utilizado para geração de energia na plataforma e o excedente será reinjetado no reservatório.

### **ESCLARECIMENTO 6:**

#### *II.2.1.4 – Localização das Unidades de Produção*

*(...) a PETROBRAS informa que o TLD de Sagitário e os SPAs serão realizados em um único poço produtor cada e que teriam uma duração prevista de 6 (seis) meses, enquanto o Piloto de Produção de Curta Duração será composto por um poço produtor e um poço injetor de gás e teria uma duração prevista de 10 (dez) meses. Assim, solicita-se que a empresa esclareça se a previsão de conclusão do Piloto de Produção de Júpiter seria de 10 (dez) ou 12 (doze) meses.*

**Resposta/Esclarecimentos:** O Piloto de Júpiter deverá ter a duração de 12 meses, podendo ter uma extensão de mais 12 meses, a depender dos resultados obtidos e das anuências do IBAMA e da ANP.

### **ESCLARECIMENTO 7:**

*Somente tinham sido definidas no EIA as unidades que realizarão o TLD de Sagitário e todos os SPAs (FPSO BW Cidade de São Vicente) e o DP de Atapu 1 (P-70). Contudo, cabe destacar que, em resposta ao Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS esclareceu que para os TLD/SPAs poderá ser utilizada “outra UEP a ser contratada cujas características são similares.*

*Para o Piloto de Júpiter, deverá ser contratado um FPSO específico, cujas premissas de projeto são bastante próximas àquelas observadas no FPSO BW Cidade de São Vicente, mantendo-se as mesmas ordens de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas”.*

*Portanto, a única unidade de produção definida, até o presente momento, seria o FPSO P-70, que seria responsável pelo Desenvolvimento da Produção de Atapu 1. Solicita-se que a PETROBRAS atualize esta informação em resposta ao presente parecer técnico.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras reafirma que a unidade de produção para realização do Piloto de Júpiter possui características similares ao FPSO BW Cidade de São Vicente quanto à sua planta de processamento de óleo, geração de efluentes e resíduo. Contudo, devido ao teor de CO<sub>2</sub> presente no fluido do reservatório de Júpiter, a planta de processamento de gás deverá possuir sistema de compressão para reinjeção do gás excedente no reservatório.

Quanto à definição das demais unidades, a Petrobras informa que foi contratado o FPSO Carioca para o DP de Sépia e está em contratação o FPSO para o DP de Búzios 5.

## **ESCLARECIMENTO 8:**

### *II.2.1.5 – Características dos Poços*

*A PETROBRAS reitera que o TLD de Sagitário e os SPAs serão realizados em um único poço produtor cada e que teriam uma duração prevista de 6 (seis) meses. Para o Piloto de Produção de Curta Duração, a empresa mantém a afirmação de que o mesmo seria composto por um poço produtor e um poço injetor de gás, contudo, indica que a duração prevista seria de 12 (doze) meses.*

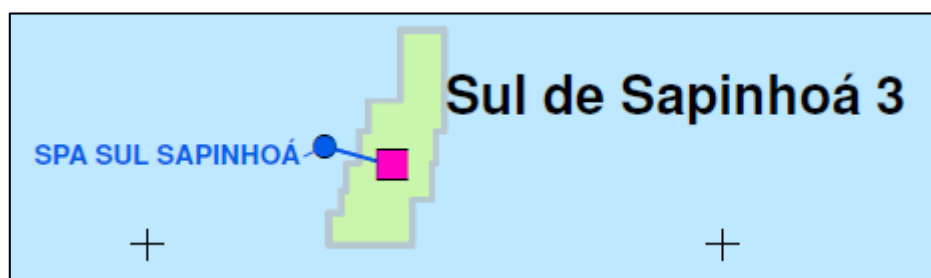
*Assim, reitera-se a solicitação de esclarecimentos sobre a previsão de duração do Piloto de Produção de Júpiter.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A resposta a este questionamento foi apresentada no Esclarecimento 6.

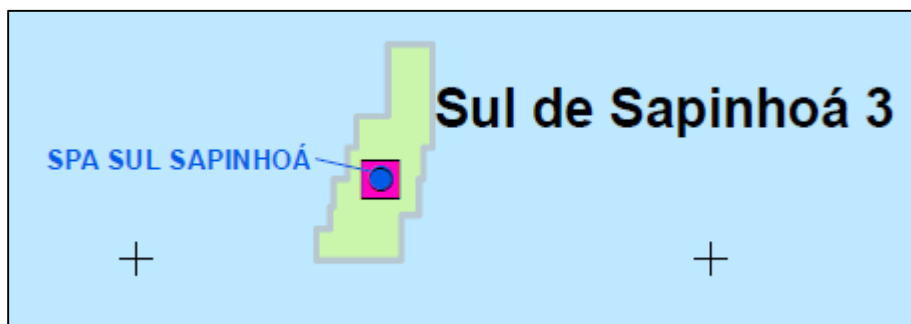
**ESCLARECIMENTO 9:**

*Foram também apresentados mapas com a localização dos poços (Figuras II.2.1.5.2.13-1 a II.2.1.5.2.13-5). Nestes mapas, cabe notar que, na “Figura II.2.1.5.2.13-2”, o poço do SPA Sul de Sapinhoá se encontra fora dos limites do bloco, o que ocorre também para o DP de Libra 3 (figura II.2.1.5.2.13-5). Já no DP de Sépia, representado na “Figura II.2.1.5.2.13-3”, há linhas de poços também fora dos limites do bloco. Portanto, a PETROBRAS deve justificar adequadamente a localização de poços e linhas fora dos limites dos blocos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A figura II.2.1.5.2.13-2 referenciada no questionamento ilustra a localização dos poços na área de Júpiter e Campo de Sépia. A figura II.2.1.5.2.13-1 do EIA apresenta a localização dos poços no Campos de produção de Lula Oeste, Sul de Lula e Sul de Sapinhoá e na área de Sagitário. Nesta figura o poço produtor de Sul de Sapinhoá (na cor rosa) encontra-se apresentado dentro dos limites do bloco. O poço SPS-096, cujas coordenadas são X=681056 e Y=7128137 (SIRGAS 2000 UTM MC 45W), encontra-se dentro da área de avaliação "Sul de Sapinhoá". A linha azul foi utilizada para apontar a denominação do SPA de Sul de Sapinhoá, pois ficaria ilegível inserir o nome dentro do bloco. Reconhecemos, entretanto, que o ponto azul que representa o SPA deveria estar dentro do bloco, que representa o poço do SPA de Sul de Sapinhoá, motivo pelo qual rerepresentamos a figura a seguir.



**Figura 1** – Trecho da figura II.2.1.5.2.13-1 apresentada no EIA Etapa 3



**Figura 2** – Trecho da figura II.2.1.5.2.13-1 revisada e apresentada no Anexo II.2-2

A locação da UEP do projeto de Sápia foi definida de modo a obter-se a menor distância média possível até os poços (situados a leste da unidade), minimizando assim o comprimento total de linhas submarinas utilizadas. Além disso, foram respeitados critérios de seleção dos locais de instalação das estacas de ancoragem, igualmente minimizando riscos relativos ao solo marinho.

Com a delimitação do campo de Sápia, seguindo-se os critérios definidos pelo órgão regulador e seguindo a disposição espacial do reservatório, foi excluída a região próxima à UEP e a oeste da mesma.

As linhas apresentadas na figura II.2.1.5.2.13-1 do EIA e que saem pelo lado oeste da UEP referem-se às linhas de exportação de gás, seu umbilical de controle (para norte) e o cabo de comunicação por fibra ótica (para sul). Caso seja necessária a interligação de poços pelo lado oeste da unidade, será igualmente buscado o menor comprimento e o menor impacto possível relativo às linhas submarinas que interligarão UEP e poços naquela região.

Na figura II.2.1.5.2.13-4 do EIA, o poço mencionado é parte da malha de drenagem preliminar do projeto DP Libra 3. O poço encontra-se em área objeto de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) a ser validado junto à ANP. Tão logo este processo seja concluído, a área que extrapola o bloco (atual *ring fence* do Campo de Mero) será incorporada oficialmente ao Campo de Mero, atual denominação de Libra após a Declaração de Comercialidade.

## **ESCLARECIMENTO 10:**

### *II.2.1.6 Cronograma Preliminar*

*Observa-se que, no cronograma revisto, 2 (dois) projetos de Desenvolvimento da Produção – DP de Sururu e DP de Búzios 6 – tiveram sua instalação postergada de 2021/2022 para 2027. Considera-se que tal previsão, além de descaracterizar tais projetos como parte de uma mesma etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, implica incertezas tanto de projeto, como da própria avaliação ambiental.*

*Entende-se, desta forma, que os projetos de Desenvolvimento da Produção de Sururu e de Búzios 6 devam ser excluídos do escopo da Etapa 3 e incluídos, caso se confirmem, em um futuro processo de licenciamento.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A resposta a este questionamento consta no Esclarecimento 1.

## **ESCLARECIMENTO 11:**

*Os cronogramas dos projetos de Desenvolvimento da Produção indicaram um prazo de até 5 (cinco) meses entre o início da produção e a interligação do poço injetor e início da reinjeção de gás. Observa-se que nos projetos que compõem o Etapa 2 foi prevista a interligação do poço injetor em até 2 (dois) meses e o início da reinjeção usualmente vem se dando até o terceiro mês de produção, o que possibilita a minimização das queimas de gás durante o comissionamento das unidades de produção. O próprio EIA, no item II.2.4.15 – Plano de Comissionamento, indica que “o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias”. Solicita-se, portanto, que os cronogramas sejam revistos de modo a garantir o início da reinjeção do gás em até 90 (noventa) dias do início da produção ou, preferencialmente, em prazo inferior. Solicita-se, ainda, que na reposta ao presente parecer sejam informadas eventuais alterações neste cronograma preliminar.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Os prazos de início de injeção de gás nos cronogramas gráficos de Atapu 1 e de Búzios 5 foram corrigidos, estando coerentes com a premissa de comissionamento da planta de injeção e de exportação, atendendo a premissa de 90 dias para início da injeção de gás. Também foram atualizadas as datas de 1º óleo para refletir as condições atuais dos projetos.

Os cronogramas gráficos dos Projetos de Itapu e Sépia foram atualizados para alinhá-los com a data de 1º óleo que está sendo atualizada no Plano de Desenvolvimento a ser entregue a ANP no primeiro semestre de 2018 e atendem ao requisito de início da reinjeção do gás em até 90 (noventa) dias do início da produção.

Os cronogramas gráficos dos Projetos de Atapu 2, Lula Oeste, Lula Sul 3, Piloto de Libra, Libra 2 NW e Libra 3 NW atendem ao requisito de início da reinjeção do gás em até 90 (noventa) dias do início da produção.

Os cronogramas gráficos dos Projetos de Sururu Central e Búzios 6 atendem ao requisito de início da reinjeção do gás em até 90 (noventa) dias do início da produção.

A revisão dos cronogramas é apresentada no Anexo II.2-1 deste documento.

## **ESCLARECIMENTO 12:**

### *II.2.1.7 – Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água*

*A “Tabela II.2.1.7.1-1” apresentou dados da produção média de óleo e gás para os TLD, SPAs e Piloto de Produção de Curta Duração. Destaca-se a produção de gás de 2.319.098 m<sup>3</sup>/dia do Piloto de Produção de Júpiter. Segundo a PETROBRAS, o gás excedente neste projeto será reinjetado. No item II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto, esta medida não ficava clara para o piloto de produção de curta duração. Assim, conforme já demandado no presente parecer técnico, a empresa deve confirmar se o gás do Piloto de Produção de Júpiter será efetivamente reinjetado.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Todo o gás do Piloto de Júpiter será reinjetado pelo poço injetor de gás.

### **ESCLARECIMENTO 13:**

#### *II.2.2 – Histórico*

##### *II.2.2.1 – Histórico das Atividades Realizadas nos Blocos / Campos*

*Foi apresentado o histórico das atividades petrolíferas realizadas anteriormente nos Blocos BM-S-9, BM-S-11, BM-S-24, BM-S-50, Libra e na área da Cessão Onerosa. Porém, não é compreensível a ausência de informações mais recentes sobre as atividades desenvolvidas em algumas destas áreas no âmbito das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal (Processos IBAMA nº 02022.002287/2009 e IBAMA nº 02022.002141/2011). Este item deve ser reapresentado, trazendo um histórico atual das atividades realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** O histórico atualizado é apresentado a seguir.

#### **Búzios (Cessão Onerosa)**

A área de Franco, que faz parte do contrato de Cessão Onerosa, já identificada através de sísmica, teve sua descoberta efetivamente comprovada com a perfuração do poço 2-ANP-1-RJS, em maio de 2010. Geologicamente, este poço está localizado sobre um alto de embasamento com direção NW, em uma trapa estrutural no nível da base do sal, fechada em todas as direções, tendo atingido a profundidade final de 6.030 m dentro das Coquinas da Formação Itapema. O poço teve como objetivo principal investigar a seção Pré-Sal nesta região da Bacia de Santos, onde se constatou a presença dos carbonatos da Formação Barra Velha a 5.415 m, com a coluna de óleo se estendendo até as Coquinas da Formação Itapema.

Na ocasião da perfuração do poço 2-ANP-1-RJS, dois intervalos foram testados, Coquinas da Formação Itapema, que apresentou boa produtividade, e a zona BVE-100 da Formação Barra Velha, que se mostrou de baixa produtividade.

Posteriormente, em 2011 a zona BVE-300 foi testada, apresentando boa produtividade. Na Declaração de Comercialidade, que ocorreu em dezembro de 2013, a Área de Franco passou a ser denominada de campo de Búzios.

O campo de Búzios está localizado na porção central da bacia de Santos, em frente aos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, a cerca de 170 km da costa do município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 1.900 m.

Os reservatórios da área de Búzios se situam entre 5000 e 6000 m de profundidade e são caracterizados por sedimentos biogênicos carbonáticos in situ e/ou retrabalhados, de origem microbiolítica da Formação Barra Velha e de origem bioacumulada, principalmente de bivalves, informalmente denominados de coquinas, da Formação Itapema. Esses sedimentos teriam sido depositados na borda do Alto Externo da bacia de Santos, em uma plataforma isolada, em ambiente de alta energia e distante de aporte siliciclástico, o que possibilitou o desenvolvimento de reservatórios carbonáticos mais espessos, de melhor qualidade permoporosa, com pouca presença de material siliciclástico. Tanto os reservatórios microbiais como o de coquinas apresentam fraturamento, dissolução e carstificação, representando um considerável desafio para o desenvolvimento do campo e para a obtenção de elevados fatores de recuperação.

As análises de fluido realizadas indicam pouca gradação composicional no campo de Búzios, com óleo de boa qualidade, densidade em torno de 26-28°API, RGO da liberação flash de cerca de 250 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, teor de CO<sub>2</sub> no gás do flash em torno de 23% e teor de H<sub>2</sub>S de até 160 ppmv.

Tanto os reservatórios da Formação Barra Velha quanto os da Formação Itapema possuem características permoporosas que variam fortemente ao longo do campo, fato esse comprovado pelos índices de produtividade/injetividade medidos em testes de formação de poços nas diversas zonas.

As medidas de pressões estáticas, tomadas em todos os poços perfurados até o momento e em vários pontos do reservatório, mostram um alinhamento nos valores de pressões e um contato óleo/água em torno de -5760 m, o que indica conectividade hidráulica entre os reservatórios ou, pelo menos, que foi atingido um equilíbrio hidráulico.

Em 2015 foi realizado um SPA no poço 2-ANP-1-RJS que consistiu na interligação desse poço ao FPSO Dynamic Producer. No primeiro semestre de 2016 foi realizado o segundo SPA no campo de Búzios. Esse SPA ocorreu no poço 3-RJS-699, na área de Búzios 2. Em 2016 e 2017 foi realizado o SPA de Búzios 4, empregando o mesmo FPSO dos outros dois SPAs. O projeto para produção do volume contratado sob o regime de Cessão Onerosa no Campo de Búzios, que é de 3.058 MM boe, consiste na instalação de seis unidades de produção, conforme Plano de Desenvolvimento enviado à Agência Nacional de Petróleo (ANP) em maio de 2015, das quais quatro já foram objeto de licenciamento pelo IBAMA (DPs de Búzios 1 a Búzios 4) e duas são escopo deste Etapa 3 (DPs de Búzios 5 e Búzios 6). Adicionalmente, estava sendo solicitado nesse Etapa 3 o licenciamento de dois SPAs, Búzios Safira e Búzios 5, ainda no escopo da Cessão Onerosa. Entretanto, sendo o poço do SPA de Búzios 5 interligado ao FPSO P-74, no DP de Búzios 1, solicitamos a exclusão desta atividade do escopo do Etapa 3.

Até janeiro de 2018 haviam sido perfurados 28 poços no campo: 6 poços exploratórios, 9 poços de aquisição de dados de reservatório e 13 poços de desenvolvimento da produção.

Em 20/04/18 foi iniciada produção do DP de Búzios 1, por meio do FPSO P-74.

Como a expectativa é de que o volume recuperável do campo de Búzios seja superior ao volume contratado sob regime de Cessão Onerosa (CO), existe a perspectiva de contratação da PETROBRAS para desenvolvimento desse volume excedente, denominado Excedente da Cessão Onerosa (ECO), sob o regime de partilha. Prevendo essa possibilidade, está sendo solicitado no Etapa 3 o licenciamento de mais três Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), que subsidiarão os projetos adicionais necessários para o desenvolvimento do ECO. São eles os SPAs de Búzios Berilo, Búzios Turquesa e Búzios Turmalina.

### ***Atapu - lara Área Leste (BM-S-11 e Cessão Onerosa)***

A jazida de Atapu, denominada lara leste antes da declaração de comercialidade, está localizada na porção central da bacia de Santos, em frente ao estado de Rio de Janeiro, cerca de 230 km da costa do município do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de aproximadamente 2000 m. Suas rochas reservatório situam-

se entre 5000 e 6000 m abaixo do nível do mar e correspondem aos carbonatos da Formação Barra Velha e as coquinas da Formação Itapema (carbonatos de origem bioacumulada, principalmente de bivalves), ambos depositados durante o Aptiano e pertencentes ao Grupo Guaratiba. Reativações tectônicas locais permitiram o desenvolvimento de mounds estromatolíticos e/ou travertínicos intensamente carstificados e fraturados, de elevada qualidade permoporosa.

O poço pioneiro 1-RJS-711 (1-BRSA-1146-RJS), compromisso do Programa Exploratório Obrigatório (PEO) do Bloco Entorno de Iara da Cessão Onerosa, que teve a perfuração iniciada em 2013 e concluída em 2014, constatou reservatórios carbonáticos, tanto da formação Barra Velha quanto da Formação Itapema com alta produtividade. Foram totalizados 162m de coluna de óleo na formação Barra Velha, sendo 149m classificados como espessura porosa vertical. A porosidade média do intervalo foi de 15%. Para a formação Itapema foram totalizados 60m de coluna de óleo com 47 m de espessura porosa vertical e porosidade média de 14,9%.

O poço de extensão 3-BRSA-1172-RJS (3-RJS-722), com perfuração iniciada em 2013 e terminada em 2014 constatou o topo da formação Barra Velha a 5116,5 m e o contato óleo/água a 5642,5 m (-5614 m) dentro da Formação Itapema, sendo concluído à profundidade medida de 5907 m, onde amostrou lamitos carbonosos associados à formação Piçarras. Nesse poço, foi totalizada uma espessura porosa vertical (*net pay*) de 304 m na formação Barra Velha com porosidade média de 13,7%. Na formação Itapema, a espessura porosa vertical foi de 9,57 m com 9,2% de porosidade média.

Até dezembro de 2014, quando ocorreu a Declaração de Comercialidade (DoC), mais um poço havia sido perfurado, 3-BRSA-1243-RJS (3-RJS-729) e outro se encontrava em perfuração, o BRSA-1284-RJS (9-RJS-730). Esses poços tiveram avaliação concluída em outubro e julho de 2015, respectivamente. A partir dessa data, a área leste de Iara deu origem a dois campos: Campo de Atapu, no Bloco Entorno de Iara, e Campo de Oeste de Atapu, no bloco BM-S-11. A separação em dois campos se deve a questões meramente contratuais, sendo a jazida comum aos dois campos.

As amostras de fluido obtidas até o momento na jazida de Atapu revelaram

um óleo com API de 26º a 28º, RGO que varia entre 210 a 230 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, teor de CO<sub>2</sub> em torno de 28% e teor de H<sub>2</sub>S apresentando variações entre 4 e 20 ppmv, considerando-se apenas as zonas de interesse para produção.

Entre maio e novembro de 2015 foi realizado um SPA no poço 3-BRSA-1172-RJS (3-RJS-722), que consistiu na produção do poço interligado ao FPSO Cidade de São Vicente. Próximo ao fim da realização do SPA foram perfurados mais dois poços para aquisição de dados de reservatório, o 9-ATP-1-RJS e o 9-ATP-3-RJS. Os dados de pressão coletados nestes dois poços e nos demais observadores da área mostraram que a jazida de Atapu não apresenta compartimentalização, embora algumas regiões estejam melhor comunicadas do que outras.

Nos anos de 2016 e 2017 foram perfurados mais quatro poços, 8-ATP-4D-RJS, 8-ATP-5-RJS, 7-ATP-6-RJS e 8-ATP-7D-RJS, que permitiram avaliar a qualidade de reservatório de grande parte da jazida de Atapu e confirmaram a comunicação hidráulica entre as diferentes regiões do reservatório.

Em relação aos dados sísmicos, a área possui uma aquisição recente, realizada em 2013 e denominada Iara-Júpiter. Tal dado sísmico apresenta maior qualidade e permitiu melhor imageamento de áreas que antes apresentavam baixa razão sinal-ruído.

Os resultados dos poços, do SPA do 3-BRSA-1172-RJS e os estudos geofísicos mostraram que as características permoporosas da jazida de Atapu variam fortemente ao longo do campo, tanto pela degradação faciológica em direção aos baixos estruturais, quanto pela existência de zonas intensamente fraturas e/ou carstificadas.

A contínua aquisição de dados permitiu dimensionar os projetos de desenvolvimento da jazida de Atapu, que consiste na instalação de duas unidades de produção, às quais serão perfurados e interligados os poços produtores e injetores. Os poços já perfurados devem ser completados e interligados às unidades de produção. O licenciamento das duas unidades, DPs de Atapu 1 e Atapu 2, é objeto deste Etapa 3, assim como do SPA do Complementar de Atapu.

### ***Sururu - Iara Área Central (BM-S-11 e Cessão Onerosa)***

Em cumprimento ao proposto no Planos de Avaliação de Descoberta (PAD) original e suas revisões, foram perfurados na chamada área lara Central (BM-S-11) mais três poços: 3-BRSA-891A-RJS (3-RJS-682A), 3-BRSA-1181D-RJS (3-RJS-715D) e 9-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726), que permitiram delimitar a acumulação descoberta pelo Poço 1-BRSA- 618-RJS (1-RJS-656). Nenhum poço foi perfurado no Bloco do Entorno de lara (Cessão Onerosa) de Sururu.

A Declaração de Comercialidade (DoC) da área de lara Central deu origem aos campos de Sururu (BM-S-11), onde a PETROBRAS tem como parceiros a SHELL, TOTAL e a GALP, e os de Norte de Sururu e Sul de Sururu (Bloco Entorno de lara (CO)), sem participação de outras empresas. Todos os campos são operados pela PETROBRAS.

Os poços constataram a presença dos reservatórios carbonáticos microbiais da Formação Barra Velha, portadores de óleo entre 24 e 29 °API, RGO entre 130 e 270 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, teor de CO<sub>2</sub> de 8 a 26% e gradação composicional com a profundidade. O contato óleo-água foi constatado no poço 9-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726) a -5711 m. A porosidade média nos poços varia de 10 a 15% e a espessura porosa com óleo varia de 135 a 376 m.

A maioria dos intervalos testados nessa acumulação apresentaram, mesmo após acidificação, valores de índices de produtividade bastante modestos. Essa produtividade relativamente baixa, quando comparada com as altas produtividades de outras áreas do Pré-Sal, está relacionada às características de parte dos reservatórios constatados nesta acumulação, de boa porosidade média, porém com baixa permeabilidade (reservatórios microporosos). Entretanto, o poço 9-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726) perfurou feição sísmica interpretada como *mound* carbonático, que apresentou elevada produtividade nos dois intervalos testados. Dado o melhor resultado deste último poço, situado na porção oeste de Sururu, foi perfurado o poço 8-SRR-1A-RJS, comprovando a extensão das boas qualidades permoporosas da área oeste de Sururu. Em fevereiro de 2018 teve início o SPA (Sistema de Produção Antecipada) no poço 9-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726), ainda em andamento.

Em 16/10/2017, por meio da carta UO-BS 0747/2017, a Petrobras solicitou anuência para a realização do SPA de Sururu Central no poço 3-RJS-715D na

janela do SPA de Lula Oeste, inicialmente, previsto no EIA do Etapa 2. Considerando que há ainda incertezas quanto à produtividade da região, a realização de um SPA no poço 3-RJS-715D é fundamental para o prosseguimento dos estudos nessa região. As informações obtidas a partir da realização de um SPA no poço 3-RJS-715D permitirão um melhor conhecimento da área, subsidiando futuras decisões relacionadas ao projeto de Desenvolvimento da Produção de Sururu.

Além disso, está sendo solicitado no Etapa 3 o licenciamento do projeto de Desenvolvimento da Produção, o DP de Sururu Central e de um Sistema de Produção Antecipada (SPA de Sururu 3) com intuito de avaliar a produtividade dos carbonatos com boas porosidades e baixas permeabilidades (reservatórios microporosos), região onde foram perfurados os poços 3-BRSA-891A-RJS (3-RJS-682A), 3-BRSA-1181D-RJS (3-RJS-715D) e o descobridor 1-BRSA- 618-RJS (1-RJS-656), por se tratar de uma área muito grande com cerca de 172 km<sup>2</sup> e volumes estimados em 8,5 Bilhões de barris, ainda com grandes incertezas.

### ***Bloco BM-S-11***

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do Bloco BM-S-11, localizado na porção central da Bacia de Santos, iniciaram na década de 70, com a aquisição de 572 km de sísmica 2D. Em 2000, a PETROBRAS, a BG e a Petrogal firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão deste Bloco junto à ANP, sendo a PETROBRAS operadora do consórcio. Entre os anos 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 5.230 km<sup>2</sup> de dados sísmicos da área do Bloco, obtidos através de levantamentos geofísicos especulativos.

O primeiro poço perfurado no Bloco BM-S-11 foi o 1-RJS-628, com o objetivo de testar os carbonatos da Formação Barra Velha. Concluída a perfuração em agosto de 2006, constatou-se que a seção possuía hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos de origem microbial. O poço foi testado e produziu óleo de 28º API. Outra zona de interesse nos carbonatos bioclásticos (coquinas) da Formação Itapema também foi constatada, dando início ao segundo período exploratório. Pelo fato de ambos os reservatórios se situarem abaixo de uma espessa camada de sal, que ocorre regionalmente nesta porção da bacia, estes

passaram a ser denominados reservatórios do pré-sal.

Na continuidade da execução das atividades da fase de exploração do BM-S- 11, foi perfurado o poço 1-RJS-656, conhecido como Iara, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a 227 km da costa e em lâmina d'água em torno de 2.223 m. O poço 1-RJS-656, assim como o 3-RJS-628, teve como objetivo testar os carbonatos da Formação Barra Velha. A avaliação através dos perfis e testes a cabo indicou a presença de zonas de interesse, com óleo de aproximadamente 27º API, em rochas com porosidade média de 11% e uma espessura porosa com óleo de 335 m.

Os resultados obtidos nesses poços levaram à proposição para a ANP de dois Planos de Avaliação de Descoberta (PAD), um para o poço 1-RJS-628 (Área de Tupi e Iracema) compreendendo uma área retida de 1974 km², o que corresponde a 37,8% da área original do Bloco BM-S-11, e outro para o poço 1-RJS-656 (Área de Iara) compreendendo uma área retida de 320 km², o que corresponde a 6,1% da área original do Bloco BM-S-11.

### ***Área de Tupi e Iracema***

Na área de Tupi e Iracema, como era denominado o campo de Lula antes da declaração de comercialidade, foram perfurados dentro do PAD do RJS-628, até a declaração de comercialidade, os poços 3-BRSA-496-RJS (3-RJS-646), localizado 9,2 km ao sul do pioneiro, e o 4-BRSA-711-A (4-RJS-647) na área Norte do PAD, descobridor da Área de Iracema, onde foi feito um teste de formação a poço revestido (TFR) no 1º semestre de 2010, obtendo-se excelentes produtividades. Neste poço, foi constatado um contato óleo/água @ -5079 m, diferente do contato obtido através de gradiente de pressão na área do Tupi, indicando se tratar de outra acumulação.

Foi realizado, conforme previsto no PAD, um Teste de Longa Duração (TLD) no poço 3-BRSA-496-RJS (3-RJS-646) entre abril de 2009 e dezembro de 2010, que consistiu na produção desse poço para o FPSO Cidade de São Vicente (FPSO CSV), denominado de TLD de Tupi.

Em dezembro de 2010 foi declarada a comercialidade da Área de Tupi, que passou a se chamar Campo de Lula, englobando a Área de Iracema, ao norte

do Campo de Lula. Até essa data, haviam sido perfurados, além dos três poços citados, mais sete poços e iniciada a perfuração de mais quatro: 3-RJS-677A, 3-BRSA-883-RJS (3-RJS-680) e 3-BRSA-854-RJS (3-RJS-678) na Área de Lula e o 3-RJS-676 na Área de Iracema. Atualmente mais de 120 poços foram perfurados nas áreas de Tupi e de Iracema.

Após a declaração de comercialidade, com o objetivo de adquirir informações para os projetos de desenvolvimento do campo, foram realizados diversos Sistemas de Produção Antecipada (SPA). Em abril de 2011 iniciou-se o SPA do Piloto de Lula Nordeste. Com duração de 7 meses, o poço 3-BRSA-755A-RJS (3-RJS-662A) produziu para o FPSO CSV, finalizando o teste em novembro de 2011.

Em outubro de 2013 teve início o SPA do poço 9-LL-7-RJS para o FPSO Dynamic Producer. Realizado em duas etapas, com produção das formações Itapema e Barra Velha, teve sua produção finalizada em abril de 2014.

O SPA do 3-BRSA-854-RJS (3-RJS-678) teve início em novembro de 2013 e foi finalizado em abril de 2014, com produção para o FPSO CSV.

Os poços 9-LL-19-RJS e 3-RJS-677A tiveram SPA iniciado em fevereiro de 2015 e novembro de 2016, respectivamente. A produção de ambos perdura até hoje, uma vez que produzem para as respectivas plataformas: FPSO Cidade de Paraty e FPSO Cidade de Angra dos Reis.

O projeto de desenvolvimento da produção para o campo consiste na instalação de dez plataformas de produção, sendo para a área de Tupi: Piloto, Nordeste, Alto, Central, Sul, Norte, Extremo Sul e Oeste, e para a Área de Iracema: Norte e Sul. Sete delas, Piloto, Nordeste, Alto, Central, Sul e Iracema Norte e Sul, já estão em operação. A tabela abaixo apresenta as datas de início de operação das Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do Campo.

**Tabela 1** – Início da Operação das UEPs do Campo de Lula

UEP	ÁREA	INÍCIO DA OPERAÇÃO
Cidade de Angra dos Reis	Lula Piloto	10/2010
Cidade de Paraty	Lula Nordeste	06/2013
Cidade de Mangaratiba	Iracema Sul	10/2014

Cidade de Itaguaí	Iracema Norte	07/2015
Cidade de Maricá	Lula Alto	02/2016
Cidade de Saquarema	Lula Central	07/2016
P-66	Lula Sul	05/2017

Os módulos de Lula Norte e Extremo Sul têm o primeiro óleo previsto para o ano de 2018.

O licenciamento desses projetos já foi solicitado no processo Etapa 2 e um novo projeto, ainda em estudo, denominado de Lula Sul 3, que tem como objetivo a otimização da drenagem na parte sul do campo, é objeto do presente Etapa 3.

### ***Sul de Lula e Sul de Sapinhoá (Cessão Onerosa)***

A área de Sul de Tupi, de aproximadamente 68 km<sup>2</sup>, foi investigado pelo poço 4-RJS-698, perfurado em janeiro de 2014, tendo atravessado 322 m na Formação Barra Velha. As operações de perfilagem e testemunhagem indicaram reservatório de porosidade média de 16% na zona BVE-100 e 11% na zona BVE-200. Identificou-se a presença de óleo de 26º API e gás com 13% de CO<sub>2</sub>.

A declaração de comercialidade foi feita em dezembro de 2013, quando a área passou a ser denominada de Sul de Lula. Trata-se de uma área contígua ao campo de Lula, que será produzida através da perfuração e interligação de poços às plataformas de produção de Lula Extremo Sul e Lula Sul 3. O DP de Lula Sul 3 está previsto neste Etapa 3.

A área de Sul de Guará (atual campo de Sul de Sapinhoá), de 145 km<sup>2</sup> de área total e 19 km<sup>2</sup> com óleo, foi investigada pelo poço 1-SPS-96, perfurado em julho de 2012, tendo atravessado 402 m da Formação Barra Velha e 262 m da Formação Itapema. Foram identificados 75 m de intervalo poroso com óleo na Formação Barra Velha. As operações de perfilagem indicaram reservatório de porosidade média, na zona de óleo, de 10%. Identificou-se a presença de óleo de 29º API. No Etapa 3, está prevista a realização do SPA de Sul de Sapinhoá.

### ***Campo de Sapinhoá (BM-S-9)***

Dentro do Plano de Avaliação, aprovado pela ANP em 18 de julho de 2008,

foram previstos 1 teste de formação (TFR), que foi realizado em 11 de setembro de 2009 (final do TFR), e 1 teste de longa duração (TLD) efetuado no poço 1-BRSA-594-SPS (1-SPS-55) que iniciou em 24 de dezembro de 2010 e terminou em 31 de julho de 2011.

Com o encerramento das atividades exploratórias e a declaração de comercialidade em 29/12/2011, foi realizado o SPA (Sistema de Produção Antecipada) do poço 3-BRSA-788-SPS (3-SPS-69) com o objetivo de entender melhor o comportamento do reservatório. O SPA foi iniciado em 12 de fevereiro de 2013 e encerrado em 29 de junho de 2013.

A exploração do Campo de Sapinhoá foi concebida através de 2 projetos, cada um com sua respectiva unidade de produção:

- Projeto Piloto de Sapinhoá: FPSO Cidade de São Paulo, que iniciou sua operação em janeiro de 2013;
- Projeto Sapinhoá Norte: FPSO Cidade de Ilhabela, que iniciou sua operação em novembro de 2014.

O escoamento do óleo é realizado através de navios aliviadores para terminais terrestre e oceânico ou para o destino final. Já o escoamento do gás ocorre através do gasoduto Sapinhoá-Lula, interligado ao Gasoduto Lula-Mexilhão via PLEM. O gasoduto entrou em operação em agosto de 2016.

Em 2017 foi concluída a campanha de perfuração de poços prevista no Plano de Desenvolvimento do campo de Sapinhoá. Assim, até a presente data, foram perfurados 29 poços, dos quais 17 são produtores de hidrocarbonetos e 12 são injetores de água e/ou gás.

### ***Sépia (Cessão Onerosa) e Sépia Leste (Concessão BM-S-24)***

Os campos de Sépia e Sépia Leste do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) estão localizados a 280 km da costa do estado do Rio de Janeiro, a Nordeste do campo de Lula, em lâmina d'água de aproximadamente 2.150 m.

O campo de Sépia (denominada área de Nordeste de Tupi antes da Declaração de Comercialidade) é uma das áreas adquiridas pela Petrobras por meio do contrato de Cessão Onerosa (bloco 6) celebrado entre a União e a Petrobras em 2010.

O campo de Sépia Leste é a porção leste da jazida que se estende para a área sob contrato de Concessão do bloco BM-S-24 (Plano de Avaliação do poço 1-BRSA-559A-RJS, Júpiter) no qual a Petrobras (operadora) possui 80% de participação e a Petrogal Brasil S.A. possui 20%.

A perfuração do poço pioneiro exploratório do bloco de Nordeste de Tupi, 1-RJS-691, foi iniciada em agosto de 2011 tendo atingido profundidade final de 5.271 m. Devido a perdas severas de circulação durante a sua perfuração, este poço não atingiu a profundidade prevista (Formação Piçarras), não servindo para o cumprimento do Programa Exploratório Obrigatório (PEO). Não obstante, o poço pioneiro revelou excelentes condições permoporosas no intervalo perfurado e em março de 2012 foi declarada a descoberta da área de NE de Tupi.

Em julho de 2012 foi realizado um TRF no intervalo de 5.104,3 m a 5.134,3 m do poço 1-RJS-691. A amostra de óleo coletada durante o teste apresentou °API de 26,2 e RGO de 195 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, comprovando a potencialidade da área.

Em agosto de 2013, durante a fase de exploração, a ANP foi comunicada por meio da carta E&P-EXP 0675/2013 sobre a possível extensão da acumulação descoberta pelo 1-RJS-691 para a área da Concessão do BM-S-24 (Plano de Avaliação do poço 1-BRSA-559A-RJS, Júpiter).

Em setembro de 2013, para o cumprimento do PEO (que exigia a perfuração de um poço até a Formação Piçarras) iniciou-se a perfuração do segundo poço exploratório (3-RJS-721) na área de NE de Tupi. Este poço foi perfurado distante 3 km a sudoeste do poço pioneiro e comprovou a presença de reservatórios carbonáticos microbiais (Formação Barra Velha), apresentando coluna de óleo superior a 470 m. O contato óleo/água foi constatado a 5.544 m e a profundidade final do poço foi atingida em 5.928 m nos calcários e folhelhos da Formação Piçarras. Foram realizados dois testes neste poço: o primeiro (TFR-01) foi realizado no intervalo de 5.371 m a 5.480 m na zona BVE-300 e o segundo, validado como Teste de Longa Duração – TLD (73 horas), foi realizado no intervalo de 5.085 m a 5.345 m na zona BVE-100/200.

Em julho de 2014, iniciou-se a perfuração do primeiro poço de Aquisição de Dados de Reservatórios (ADR 9-RJS-733), localizado no topo da estrutura. Este poço apresentou perdas severas durante a sua perfuração e testemunhagem, mas

atingiu o objetivo final proposto e adquiriu todas as informações necessárias para a caracterização do reservatório nessa porção da jazida.

Em setembro de 2014 foi declarada comercialidade da área de NE de Tupi que passou a ser chamada de campo de Sépia.

Em 2015 foram realizados dois testes de formação no poço 9-RJS-733, um na zona de produção BVE-100/BVE-200 e outro na zona BVE-300, ambos indicaram excelentes características permoporosas.

O segundo ADR perfurado na área teve o objetivo de investigar as características permoporosas na porção noroeste do campo de Sépia, em fácies sísmicas ainda não testadas pelos 3 poços já perfurados. O poço 9-SEP-01-RJS teve sua avaliação concluída em setembro de 2015, também apresentando boas características permoporosas.

A Declaração de Comercialidade da parcela da jazida que se estende para a área de Concessão do Bloco BM-S-24 deu-se em novembro de 2015, por meio da carta E&P-EXP 1116/2015, resultando no campo de Sépia Leste.

Em 2016 foi realizado o Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Sépia permitindo a produção do poço 1-RJS-691 para o FPSO Cidade de São Vicente durante 180 dias com objetivo de obtenção de informações acerca do volume do campo e do comportamento dinâmico do reservatório.

Em 2017 foi iniciada a perfuração do poço 8-SEP-2, injetor da malha do projeto de DP de Sépia na porção sudeste do campo, com objetivo de melhor avaliar as condições permoporosas do reservatório neste limite. Esta informação foi útil para uma discussão mais efetiva da unitização da jazida, uma vez que a quase totalidade dos reservatórios que ocorrem em Sépia Leste guardam analogia com estas fácies.

Encontra-se em andamento o processo de unitização da jazida composta pelos campos de Sépia e Sépia Leste, por meio de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) entre a Petrobras e a Petrogal Brasil S.A.

O processo de unitização tem por objetivo viabilizar, por meio de um projeto integrado de desenvolvimento, a produção da jazida que se estende por áreas de concessão pertencentes a concessionários diferentes. A expectativa atual é que o processo de unitização da jazida compartilhada de Sépia e Sépia Leste

seja concluído até o segundo semestre de 2018.

O projeto do DP de Sépia, objeto de licenciamento deste Etapa 3, visa a exploração da jazida compartilhada de Sépia e Sépia Leste cujo volume total contratado é de 481 milhões de boe sendo: 428 milhões de boe referentes a Sépia (contrato da Cessão Onerosa) e 53 milhões de boe relacionados a Sépia Leste (contrato de Concessão).

Do volume total contratado, aproximadamente 4 milhões de boe já foram produzidos por meio do SPA e, cerca de 477 milhões de boe serão produzidos por meio do projeto DP de Sépia, conforme Plano de Desenvolvimento (PD) da Jazida Compartilhada de Sépia e Sépia Leste que será enviado à Agência Nacional de Petróleo (ANP) juntamente com o AIP.

A concepção do projeto de Sépia não inviabiliza a exploração maximizada do volume remanescente de hidrocarbonetos na jazida compartilhada possibilitando, inclusive, a realização futura de um projeto complementar que contemple a perfuração de novos poços e/ou a instalação de novas Unidades Estacionária de produção (UEP), a depender da contratação do volume excedente de petróleo do contrato da Cessão Onerosa (ECO) e da viabilidade técnica e econômica deste projeto.

Desta forma, solicita-se nessa Etapa 3 o licenciamento de um Sistema de Produção Antecipada (SPA), o SPA de Sépia 2, com o objetivo de subsidiar o projeto complementar porventura necessário para o desenvolvimento do ECO.

### ***Itapu – (Cessão Onerosa)***

A área de Florim, como era denominado o Campo de Itapu antes da declaração de comercialidade, de cerca de 45 km<sup>2</sup>, foi investigada pelos poços 1-RJS-704-RJS (1-BRSA-1116-RJS) e 3-RJS-725-RJS (3-BRSA-1215-RJS), perfurados respectivamente em março de 2012 e fevereiro de 2014, tendo juntos atravessado 200 m de coluna de óleo na Formação Barra Velha. As operações de perfilagem indicaram reservatório com porosidade média de 13%. Identificou-se a presença de óleo de 29º API.

Em 03 de setembro de 2014, a PETROBRAS apresentou a Declaração de Comercialidade (DC) do Bloco de Florim, passando este a ser denominado de

Campo de Itapu. O prazo de vigência do contrato é de 40 anos, contados a partir da data da assinatura do Contrato de Cessão Onerosa.

No ano de 2015 foi perfurado o poço 9-ITP-1-RJS, a sudeste do 3-RJS 725.

Concluído um SPA no poço 1-RJS-704 com o FPSO Cidade de São Vicente, em dezembro de 2017, revelando boas condições de produção do poço e boa conectividade com o poço 9-ITP-1-RJS, equipado com sensores de pressão, que funcionou como poço observador do SPA.

O projeto para produção do volume contratado sob o regime de Cessão Onerosa consiste na instalação de uma unidade de produção (DP de Itapu), conforme Plano de Desenvolvimento enviado à Agência Nacional de Petróleo e objeto de licenciamento deste Etapa 3.

#### ***Júpiter- BMS-24***

O Bloco BM-S-24 foi adquirido em 2001, na Terceira Rodada de Licitações, pelo Consórcio PETROBRAS (Operadora - 80%) e Petrogal Brasil (20%) e está localizada geograficamente a 290 km da costa do Estado do Rio de Janeiro em lâmina d'água de 2183m.

A fase exploratória do BM-S-24 teve início em 29/08/2001 com duração prevista de oito anos, três anos para o primeiro e segundo período e dois anos para o terceiro. Entretanto, o segundo período exploratório, que inicialmente teria duração de três anos, teve seu prazo estendido até 28/02/2009, onde Programa Exploratório Mínimo (PEM) foi cumprido com a aquisição de 2.110 Km de sísmica 2D e a perfuração do poço descobridor 1-RJS-652A (1-BRSA-559-RJS), denominado Júpiter.

O poço 1-BRSA-559-RJS (1-RJS-652) está localizado no Bloco BM-S-24, a 290 km da costa, no estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.187 m. Situa-se no flanco noroeste de uma estrutura alongada de direção NE-SW, que afeta desde o embasamento até a Base do Sal, tendo atingido a profundidade final de 5.252 m dentro dos carbonatos microbiais da Formação Barra Velha e dos folhelhos da Formação Piçarras, respectivamente, ambos pertencentes ao Grupo Guaratiba. A perfuração atravessou 130 m dos reservatórios carbonáticos Aptianos

da Formação Barra Velha, saturados em um fluido com hidrocarbonetos. Ensaios de liberação flash, realizados a partir das amostras de fluido coletadas a cabo, revelaram elevada concentração molar de CO<sub>2</sub> (da ordem de 79% na fração gasosa e 76% no fluido in situ). O aprofundamento do poço 1-BRSA-559A-RJS permitiu constatar uma espessura porosa com hidrocarbonetos da ordem de 312 m (net de 229 m). A avaliação através dos perfis e testes a cabo indicou a presença de zonas de interesse em rochas carbonáticas com porosidade média de 13%. Análises químicas indicaram a presença de uma capa de gás sobre uma zona de óleo. A capa de gás tem uma razão de solubilidade (Rs) de 3.015 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, onde a porção gasosa apresenta 79% de CO<sub>2</sub> e 21% de gases hidrocarbônicos e a fração líquida é composta por um condensado de 33° API. A zona de óleo é composta por um óleo de aproximadamente 18° API e razão gás óleo (RGO) de 170 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Em 20/07/2009 teve início o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 1-BRSA-559-RJS (Júpiter), tendo sido realizadas as atividades até o presente momento: (i) Reprocessamento PSDM do dado sísmico em 2009; (ii) Perfuração do poço de extensão 3-RJS-683 (Júpiter NE), em 2012; (iii) Perfuração do poço de extensão 3-RJS-713 (Bracuhy) em 2013; (iv) Avaliação, com teste de formação a poço revestido (TFR) do 3-RJS-713 em 2014, (v) Perfuração do poço de extensão 3-RJS-732 (Apolônia) em 2014.

### ***Sagitário (Bloco BM-S-50)***

O Bloco BM-S-50 foi adquirido em 2005, na sétima rodada de licitações (BID-7), pelo consórcio PETROBRAS (Operadora - 60%), Repsol/Sinopec (20%) e Shell (20%). A área de Sagitário foi investigada pelo poço 1-SPS-98 (1-BRSA-1063-SPS), em lâmina d'água de 1.871 m e distante 194 km da costa. A perfuração foi concluída em março de 2013. O poço identificou reservatórios na Formação Barra Velha e as operações de perfilagem indicaram reservatório com porosidade média de 14% e 121 m de reservatórios com óleo.

Após a descoberta do SPS-98, no plano de avaliação de descobertas, em 2014 este poço foi testado com teste de formação à poço revestido, com identificação de óleo de 32° API, RGO de 186 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, sem CO<sub>2</sub> e sem H<sub>2</sub>S, com índice de produtividade de 12 m<sup>3</sup>/d/kgf/cm<sup>2</sup> e pressão estática de 999 kgf/cm<sup>2</sup> @

6162m.

Nesta fase de avaliação de descoberta foi realizada uma nova aquisição sísmica com processamento PSDM para o prosseguimento dos estudos de reservatório.

Continuando o plano de avaliação de descobertas, em 2019 será perfurado uma locação de extensão e caso ocorra sucesso exploratório, está previsto a realização de um teste de longa duração (TLD) com início previsto em 2022, com o objetivo de se coletar informações adicionais que permitam o planejamento e a implementação do desenvolvimento desta área.

### ***Bloco de Libra***

A descoberta da acumulação na área de Libra foi realizada com a perfuração do poço 2-ANP-2A-RJS, em julho de 2010, pela Petrobras em parceria com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Este poço se encontra em lâmina d'água de 1.964 m. Sua perfuração teve início em 07/07/2010 e término em 07/12/2010, ao atingir a profundidade final de 6.029 m na base da sequência das coquinas, na Formação Itapema. A conclusão da avaliação do poço ocorreu em 05/02/2011, após realização de um teste de formação em poço revestido (TFR-01). O poço foi classificado como descobridor de óleo e abandonado provisoriamente.

O bloco de Libra foi adquirido na primeira rodada de Partilha de Produção realizada pela ANP em 21/10/2013, no novo modelo de Contrato de Partilha (CP Libra), pelo consórcio formado pela PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. (Operadora), Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. A PETROBRAS, operadora, detém 40% de participação, a Shell e a Total 20% cada uma e as companhias CNOOC e CNODC 10% cada.

Além dos dados geológicos do poço 2-ANP-2A-RJS, a PETROBRAS dispõe de dados sísmicos 3D não exclusivos. O dado sísmico foi adquirido pela empresa CGG Veritas, entre 2011 e 2012 (0264\_CGGV\_SANTOS\_FASE\_I\_6A), e processado usando migração pré-empilhamento em profundidade (PSDM), tendo sido adquirido pela PETROBRAS em fevereiro de 2013. Este dado sísmico 3D

possui uma área de 2.850 km<sup>2</sup> e recobre todo o Bloco de Libra.

Após confirmadas expressivas colunas de hidrocarbonetos no bloco de Libra e em função da necessidade de aumentar a resolução horizontal e vertical da investigação sísmica, o Consórcio de Partilha de Libra decidiu pela execução de um novo levantamento sísmico 3D com tecnologia de sensores de fundo (Nodes) na área da acumulação.

A Pesquisa Sísmica Marítima 3D Nodes no bloco de Libra está sendo realizada e sua Licença de Pesquisa Sísmica nº 116/2017 foi emitida por meio do processo IBAMA nº 02001.005473/2015-11. A campanha sísmica possui área de 1.180 km<sup>2</sup> e recobre toda a área do Campo de Mero.

A opção por uma aquisição de dados do tipo OBN (Ocean Bottom Nodes) foi fortemente baseada na excepcional qualidade que a aquisição full-azimutal pode fornecer, e corroborado pelo estudo de iluminação sísmica realizada, que revelou o potencial ganho de qualidade na imagem da região. Além disso, este tipo de aquisição garante a máxima repetibilidade para futuras aquisições dedicadas ao monitoramento sísmico de reservatório.

Os principais objetivos desta aquisição serão: melhorar a imagem sísmica da seção do pré-sal na área; melhorar a predição geológica dos poços a serem perfurados; e suportar a locação de aproximadamente 60 poços a serem perfurados na área, durante a fase de Desenvolvimento e Produção do Campo de Mero.

Em 2014, com o objetivo de investigar riscos geológicos rasos no bloco de Libra, como a possibilidade de ocorrência de água pressurizada, dois poços de investigação rasa foram perfurados: o 3-BRSA-1255i-RJS e o 3-BRSA-1267i-RJS. O objetivo da perfuração foi atingido e não foram observados influxos de água para os poços.

Após os poços investigativos, foram perfurados dois poços exploratórios de extensão, sendo o 3-BRSA-1255-RJS na região noroeste do bloco e o 3-BRSA-1267-RJS na região central do bloco.

O poço 3-BRSA-1255-RJS está localizado a cerca de 4 km a sudeste do poço descobridor, 2-ANP-2A-RJS, e a 185 km da costa do Rio de Janeiro. A profundidade final atingida foi de 5.734 m, sendo 1.963 m de lâmina d'água. Os resultados da perfuração confirmaram a existência de uma coluna de óleo de

aproximadamente 286 m e reservatórios de alta qualidade. Foram realizados dois testes de formação a poço revestido (TFR) em zonas distintas, que confirmaram a excelente produtividade desses reservatórios e a boa qualidade do petróleo (27º API).

O poço 3-BRSA-1267-RJS/3-BRSA-1267A-RJS está localizado na parte central do bloco de Libra. Em lâmina d'água de 2.160 m e atingiu a profundidade final de 5.780 m. Os resultados da perfuração confirmaram a presença de uma coluna de hidrocarbonetos de aproximadamente 186 m, em reservatórios com boas características de permoporosidade. Os intervalos portadores de hidrocarbonetos foram constatados por meio de perfis elétricos e amostras de fluido, que foram caracterizadas por análises laboratoriais como gás condensado, com teores de CO<sub>2</sub> da ordem de 67%. Com os resultados desse poço foi possível a verificação de uma compartimentação hidráulica entra as áreas noroeste e central de Libra.

Em sequência, foi perfurado o poço exploratório de extensão 3-BRSA-1305A-RJS, em maio de 2015, segundo poço na região nordeste do bloco. Este poço está localizado a 5,3 km a sul do poço 2-ANP-2A-RJS e a 3,8 km a sudoeste do 3-BRSA-1255-RJS. A perfuração foi iniciada em 25/05/2015 e concluída em 16/10/2015, tendo atingido a profundidade final de 5868m (-5843,5m), com lâmina d'água de 1951 m. Os resultados da perfuração confirmaram a existência de uma coluna de óleo de aproximadamente 290 m, em reservatórios de boa qualidade. Foram realizados dois testes de formação a poço revestido (TFR) e um teste de produção (TP), indicando produtividade satisfatória e confirmando as mesmas características de fluido constatadas pelos poços 2-ANP-2A-RJA e 3-BRSA-1255-RJS.

Em junho de 2015 foi perfurado 3-BRSA-1310-RJS, segundo poço exploratório de extensão na área central, a 13,3 km do 3-BRSA-1267-RJS/3-BRSA-1267A-RJS, em lâmina d'água de 2046 m e atingindo a profundidade final de 5898m (-5872m). O poço teve início em 25/06/2015, término em 24/09/2015, e não encontrou fácies reservatório de boa qualidade. Somente uma amostra de fluido foi recuperada e as análises laboratoriais foram inconclusivas. O poço foi classificado como seco com indícios de hidrocarboneto.

Em setembro de 2015 foi perfurado o poço 3-BRSA-1322-RJS, terceiro

exploratório de extensão na área noroeste, a 8 km do pioneiro e em lâmina d'água de 1937 (-1913m). O poço teve início em 25/09/2015, término em 12/04/2016 e a profundidade final atingida foi de 5798m (-5846,3m). Seus resultados confirmaram a existência de uma coluna de óleo de aproximadamente 383 m e reservatórios de alta qualidade. Amostras PVT de fluidos coletadas em testes de formação a cabo (mini DST) mostraram as mesmas características dos óleos amostrados nos poços da área noroeste.

Ao final da perfuração do 3-BRSA-1322-RJS, foi proposto o Plano de Avaliação da Descoberta (PAD) do 2-ANP-2A-RJS, abrangendo uma área de 574 km<sup>2</sup>, que foi aprovado pela ANP em 04/02/2016. Durante o período do PAD, seis poços de extensão foram perfurados na área Noroeste, em lâminas d'água de aproximadamente 2000 m e coluna de óleo entre 516 a 246 m. Além disso, foi também perfurado um poço pioneiro adjacente na área Sudeste de Libra, fora dos limites do PAD. Nos poços do PAD, foram realizados ao todo oito testes de formação a poço revestido (TFR), dois testes de produção (TP) e dois testes de longa duração (TLD). Esta intensa campanha exploratória de delimitação da jazida na área noroeste de Libra resultou na Declaração de Comercialidade do Campo de Mero, em 30/11/2017. Para as áreas central e sudeste foi acordado, junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) uma extensão de prazo para as atividades do Plano Exploratório de Libra de 27 meses, com término previsto em 01/03/2020.

É prevista a realização de um conjunto de cinco TLD/SPAs no bloco de Libra, cuja Licença Prévia Nº 539/2016 foi emitida em novembro de 2016 (Processo IBAMA/MMA nº 02022.000330/2014), atestando, assim, a viabilidade ambiental das atividades previstas. O objetivo destas atividades é de obter informações para a redução de incertezas, contribuindo para um melhor gerenciamento do reservatório e a consequente otimização dos projetos de desenvolvimento da produção previstos para Libra. A Licença de Instalação (LI nº 1148/2017) e de Operação (LO nº 1397/2017) do TLD foram emitidas, respectivamente, em março e julho de 2017. Em 26/11/2017 foram iniciadas as atividades de operação do TLD de Libra.

Após a Declaração de Comercialidade do Campo de Mero, foram concluídos mais dois poços de extensão 3-BRSA-1356D-RJS o 3-BRSA-1355D-

RJS e estão em perfuração outros dois poços de desenvolvimento de Mero, 9-MRO-1-RJS e 9-MRO-3-RJS.

#### **ESCLARECIMENTO 14:**

##### *II.2.2.2 – Relato Sumário do Projeto*

*Foi apresentado um relato sumário dos projetos incluídos na Etapa 3.*

*Com relação ao gás associado, o EIA informou que “O gás natural produzido no TLD, SPAs e Piloto de curta duração será utilizado como combustível, garantindo a autossuficiência das unidades de produção, ...”.*

*Considerando o elevado teor de CO<sub>2</sub> em alguns reservatórios, solicita-se uma discussão sobre eventuais limitações neste aproveitamento.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras avaliou a possibilidade de uso de gás com elevados teores de CO<sub>2</sub> para geração de energia elétrica nos TLD, SPAs e Piloto de curta duração. Para gás produzido com CO<sub>2</sub> até aproximadamente 60% (molar) existem tecnologias provadas que permitem o aproveitamento diretamente ou após tratamento. Para projetos com teores de CO<sub>2</sub> elevados, como no Bloco de Júpiter, as tecnologias de sistemas para remoção de CO<sub>2</sub> não são suficientes para enquadrar o teor necessário para queima nas turbinas a gás disponíveis no mercado. Com isso, a utilização de diesel para geração de energia no Piloto de Júpiter pode ser uma alternativa para a realização desse Piloto.

#### **ESCLARECIMENTO 15:**

*Para os Desenvolvidos da Produção, cuja produção média é estimada em 16 milhões m<sup>3</sup>/d, o escoamento da produção de gás será via gasoduto. Neste sentido, o EIA esclareceu que:*

*“Em relação aos DPs e Piloto de longa duração, o gás natural será utilizado como combustível e o excedente será reinjetado no reservatório e/ou escoado por*

*gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do PPSBS”. (EIA, II.2, 128/401)*

*Observa-se que somente os Gasoduto Rota 1 e Rota 2 encontram-se em operação. Assim, entende-se não haver, por hora, capacidade disponível para o escoamento do gás associado proveniente de todos os projetos das Etapas 1, 2 e 3 apenas por estes sistemas.*

*Cabe destacar que o gasoduto Rota 3 – que liga o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos ao COMPERJ em Itaboraí/RJ (Processo IBAMA nº 02001.008474/2011-86) – ainda se encontra em processo de licenciamento ambiental. Além disso, há indefinições importantes a respeito do progresso do projeto do COMPERJ, o que torna ainda mais nebuloso o destino do escoamento do gás por este gasoduto.*

*Desta forma, a PETROBRAS deve prestar esclarecimentos detalhados sobre as correlações entre o início de entrada em operação de cada DP e sua produção de gás associado, com a capacidade operacional do escoamento destes gasodutos nestes determinados momentos, previsão de conclusão ao menos da UTGN do COMPERJ, sendo apresentadas todas as soluções que o projeto adotará para permitir a superação das limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** O escoamento de gás dos projetos de longa duração licenciados pelo Projeto Etapa 3, exceto os DPs de Libra 2NW e 3NW e o Piloto de Longa Duração, se dará por conexão das unidades de produção aos gasodutos troncos Rota 1, Rota 2 e Rota 3, estando o último em processo de licenciamento.

O gás escoado pelo Programa Rota 1 encontra-se em operação, sendo levado à UTGCA.

O gasoduto Rota 2 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, que entrou em operação em março de 2016, viabiliza o escoamento do gás para Cabiúnas (TECAB), onde é tratado, processado e comercializado. Para isto, o TECAB passou por adequações para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além da ampliação da capacidade de processamento de gás natural.

O gasoduto Rota 3 consiste na interligação dos projetos do Pré-Sal ao COMPERJ, contendo como trecho principal o gasoduto submarino interligando o campo de Búzios ao município de Maricá e o gasoduto terrestre interligando Maricá ao COMPERJ. O gás será processado em Unidades de Processamento de Gás no COMPERJ. A previsão de entrada em operação da UPGN do COMPERJ é em 2020.

Juntos, os gasodutos tronco Rota 1, 2 e 3, quando em plena capacidade, permitem o escoamento e processamento de 44 MMm<sup>3</sup>/d de gás proveniente do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Ressalta-se que até a data de entrada total em operação da UPGN do COMPERJ, o escoamento do gás dos DPs será feito pelos gasodutos Rota 1 e Rota 2, que já se encontram em operação. Caso o volume de gás produzido a ser exportado pelos Projetos de DP ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado nos reservatórios.

De forma a superar as limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, foram realizados estudos com o objetivo de reduzir o impacto causado na curva de óleo. Com isto, em 26/08/2016, a Petrobras obteve Autorização de Operação (AO) da ANP para aumento do escoamento de gás no Gasoduto Rota 2 de 13 MM m<sup>3</sup>/d para 16 MM m<sup>3</sup>/d e está prevista para 2018 o aumento provisório do escoamento de gás no Gasoduto Rota 2 de 16 MM m<sup>3</sup>/d para 20 MM m<sup>3</sup>/d, com a implantação do trecho profundo do Gasoduto Rota 3 (loop do Rota 3). Esse aumento provisório depende de autorização da ANP e IBAMA.

Caso haja postergação na entrada em operação da Rota 3, este impacto será também mitigado através de reinjeção do gás produzido.

O eventual atraso do licenciamento do Gasoduto Rota 3 poderá impactar na curva de óleo.

## **ESCLARECIMENTO 16:**

*A PETROBRAS também reafirmou que:*

*“Para o Etapa 3, três empreendimentos de longa duração não possuirão gasoduto associado - o Piloto de Libra e os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW - cujo gás natural será consumido como combustível e reinjetado. Conforme citado anteriormente, para os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW estão em andamento estudos para analisar a viabilidade de exportação parcial do gás. A definição quanto a melhor alternativa será apresentada por ocasião da solicitação das Licenças de Instalação desses projetos. ”*

*Mais uma vez, deve ser esclarecido que não é possível atestar a viabilidade de um projeto ainda com incerteza ambientalmente tão significativa. A PETROBRAS deverá definir este recorte do projeto antes da possível obtenção de sua Licença Prévia. Também deve ser destacado que o gás reinjetado no reservatório deve ser considerado como medida paliativa, uma vez que, algum tempo depois de sua reinjeção, o mesmo voltará a ser captado do reservatório. Portanto, soluções definitivas para o aproveitamento de gás devem ser prioridade nos projetos da empresa.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Todos os estudos realizados até o momento indicaram que o melhor aproveitamento para o gás produzido no campo de Libra (Mero) é sua reinjeção total, alternada com injeção de água (WAG). O método WAG, além de aumentar o fator de recuperação (FR) do campo, é uma das principais ferramentas disponíveis para o gerenciamento do reservatório, permitindo postergar e/ou minimizar a irrupção de gás e água. A reinjeção do gás produzido, portanto, não pode ser considerada como medida paliativa e sim, como método de aumento de recuperação de óleo.

## **ESCLARECIMENTO 17:**

### *II.2.4 – Descrição das Atividades*

*(...)*

#### *II.2.4.1 – Identificação das unidades de produção e Certificados*

*(...)*

*“O FPSO Teórico (...) Apresenta uma tancagem superior (450.000m<sup>3</sup>), maior capacidade de produção de óleo, capacidade de processamento de gás entre 6 milhões de m<sup>3</sup>/d e 12 milhões de m<sup>3</sup>/d e um processo adicional de remoção de gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) em relação ao FPSO Replicante. Dentre estes projetos, certas características de alguns FPSOs podem ser diferentes das descritas para o FPSO Teórico.*

*O detalhamento das diferenças será apresentado nos Estudos Complementares de cada unidade, quando do requerimento da Licença de Instalação.”*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade do detalhamento de cada unidade quando do requerimento das licenças de instalação.

## **ESCLARECIMENTO 18:**

### *II.2.4.2 – Descrição das unidades de produção*

#### *II.2.4.2.1 FPSOs dos Testes de Longa Duração (TLD) e dos Sistema de Produção Antecipado (SPA)*

*(...)*

*PETROBRAS deverá apresentar os certificados atualizados para cada FPSO que for atuar em determinada atividade quando do requerimento da respectiva licença de operação.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade de apresentar os certificados atualizados para cada FPSO para fins de propiciar a emissão das respectivas licenças de operação.

## **ESCLARECIMENTO 19:**

### *II.2.4.2 – Descrição das unidades de produção*

#### *II.2.4.2.1 – FPSOs do Teste de Longa Duração (TLD) e dos Sistema de Produção Antecipado (SPAs)*

*(...) caso o FPSO BW Cidade de São Vicente venha a ser utilizado na Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, nova inspeção deverá ser realizada antes da emissão da primeira licença de operação para atividade a ser desenvolvida pelo mesmo.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade de realização de inspeção do FPSO BW Cidade de São Vicente antes da emissão da primeira licença de operação para atividade a ser desenvolvida pelo mesmo no Etapa 3.

**ESCLARECIMENTO 20:**

*Observa-se que para os TLD/SPAs a serem realizados por esta unidade não está prevista a geração de água produzida. Contudo, desde já, cabe ressaltar que caso ocorra geração de água produzida, a mesma somente poderá ser descartada com prévia anuência desta Coordenação de Produção, devendo ser apresentadas informações adicionais em conformidade com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, tais como: caracterização qualitativa e quantitativa do efluente, modelagem do descarte do efluente e revisão do Projeto de Monitoramento Ambiental.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade de anuência prévia do IBAMA para eventual necessidade de descarte de água produzida nos TLD/SPAs, comprometendo-se a apresentar caracterização qualitativa e quantitativa do efluente, modelagem do descarte do efluente e revisão do Projeto de Monitoramento Ambiental.

**ESCLARECIMENTO 21:**

*II.2.4.2.2 – FPSOs dos Desenvolvidos de Produção (Dps) e Pilotos de curta e Longa Duração*

*II.2.4.2.2.1 – FPSO Replicante*

*Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás*

*(...)*

*Solicita-se que seja informada a capacidade de reinjeção e se o sistema é provido de redundância de compressores. Deve ser também esclarecido qual o procedimento caso ocorra a perda de capacidade de injeção das correntes de CO<sub>2</sub> e gás excedente.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A capacidade de cada compressor de injeção é 5.200.000 Sm<sup>3</sup>/d.

A reinjeção da corrente de CO<sub>2</sub> passa por dois sistemas de compressão, nomeados de Compressor de CO<sub>2</sub> e Compressor de Injeção. A planta foi concebida com diferentes modos de operação, um deles o modo de reinjeção total do gás produzido, nesse caso, retirando de operação as membranas de CO<sub>2</sub> e o Compressor de CO<sub>2</sub>. Para esse modo de operação a configuração do compressor de injeção é de 2x100%.

Para o modo exportação total do gás tratado, os compressores de CO<sub>2</sub> foram dimensionados para a condição normal de operação com a configuração 2x100%. Para mitigar riscos de aumento do teor de CO<sub>2</sub> associada à capacidade plena de processamento de gás, os compressores de CO<sub>2</sub> foram projetados para trabalharem em paralelo, ou seja, ambos em operação. Nessa condição de operação, no caso de falha em um desses compressores, duas medidas poderão ser tomadas: redução da capacidade de processamento de gás ou alterar o modo de operação para o modo de reinjeção total do gás.

## **ESCLARECIMENTO 22:**

### *II.2.4.2.2.1 FPSO Replicante - Tratamento de água produzida*

#### *Tratamento de Água Produzida*

*(...) Observa-se que além de atender as determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de slop limpo, por incluir água produzida, deverá também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.*

*Não foi informada a localização dos pontos de descarte da água produzida. Contudo as modelagens apresentadas indicam o descarte em subsuperfície. Chama-se atenção, neste sentido, para a inadmissão do descarte de água de produção na forma submersa de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912). Solicita-se, portanto, a confirmação deste entendimento por parte da PETROBRAS, que deverá se comprometer com as adequações de projeto que se façam necessárias.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Confirma-se que o descarte do efluente do tanque slop limpo atenderá às determinações da Marpol 73/78 e às determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007, se houver mistura de água produzida com água oleosa. Confirma-se que não haverá descarte de água de produção na forma submersa de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912).

### **ESCLARECIMENTO 23:**

#### *II.2.4.2.2.1 FPSO Replicante - Sistema de Água de Injeção*

*(...) Observa-se que, nos processos de licenciamento das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, a PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017 (SEI nº 0682373), solicitou o aumento da frequência do uso do biocida de choque para até 7 (sete) vezes por semana. Esta solicitação foi analisada pelo Parecer Técnico nº 175/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 21.12.2017 (SEI nº 1419877) que apontou a necessidade de informações complementares. A resposta ao referido parecer técnico foi apresentada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0061/2018 de 24.1.2018 (SEI nº 1636284) e encontra-se em análise, com as conclusões da mesma devendo ser consideradas também no licenciamento da Etapa 3.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A injeção de água em reservatório é o método principal de recuperação complementar de petróleo. Entretanto, atualmente, os reservatórios do Pré-sal estão apresentando um desempenho de injeção de água abaixo do ideal. Para melhorar a situação, é necessário que a disponibilidade e eficiência da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) sejam as melhores possíveis, pois a baixa disponibilidade do sistema de injeção de água acarreta em aceleração no fenômeno de depleção do reservatório.

O controle do crescimento microbiológico da URS é intimamente ligado à disponibilidade operacional desta unidade. Quanto maior a proliferação microbiológica, maior a necessidade de parada da unidade para realização de

limpeza química das membranas. Além do problema operacional de diminuição da capacidade de injeção de água durante a lavagem, há um aumento do descarte no mar dos efluentes dessa lavagem. Assim, o controle do crescimento microbiológico em função do tratamento com biocida reduz a frequência de parada da URS para limpeza química, reduzindo o descarte dos efluentes de limpeza no mar e mantendo a disponibilidade operacional minimamente aceitável para manter a injeção de água adequada nos reservatórios da Bacia de Santos.

Na solicitação de anuência apresentada por meio da carta UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017, foi solicitada a flexibilização da frequência de utilização de biocida de choque para 2 a 7 vezes por semana, uma vez que a proliferação de microorganismos varia em função de uma série de parâmetros. Para subsidiar a análise do impacto ambiental do aumento de frequência de aplicação de biocida de choque no sistema de tratamento de água de injeção, foram apresentadas, no documento de solicitação de anuência (anexo à carta UO-BS 589/2017), análises detalhadas das modelagens de dispersão do efluente da URS e dos resultados de testes de ecotoxicidade realizados com esse efluente para cada FPSO objeto da solicitação. Tais análises indicam que, a poucos metros dos FPSOs, a diluição do efluente é suficiente para que não sejam esperados efeitos adversos significativos sobre os meios físico e biótico, corroborando o caráter local e a baixa magnitude dos impactos decorrentes do descarte do efluente da URS dos FPSOs contemplados nos processos de licenciamento ambiental Etapa 1 e Etapa 2.

Cabe mencionar ainda que o biocida em questão (DBNPA) ao entrar em contato com a água sofre um rápido processo de degradação através de hidrólise e fotólise, gerando sub-produtos com baixa toxicidade (R.E.D. FACTS:2,2-Dibromo-3-nitrilopropionamide (DBNPA), U.S. Environmental Protection Agency, EPA-738-F-94-023, September 1994, page 3), o que reforça o caráter local e a baixa magnitude dos impactos decorrentes do descarte do efluente da URS dos FPSOs contemplados nos processos Etapa 1 e Etapa 2.

Informamos que as conclusões serão incorporadas no processo de licenciamento ambiental do Etapa 3.



## **ESCLARECIMENTO 24:**

### *Sistema de drenagem*

*(...) A medição do teor de óleos e graxas deverá ser efetuada por meio de um analisador de TOG instalado na linha de descarte.*

*Não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo em momento algum durante o tempo produção das unidades replicantes. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A água tratada no *slop* é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de *slop* terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção ou será direcionado para os tanques de carga.

## **ESCLARECIMENTO 25:**

### *Sistema de água oleosa da praça de máquinas*

*(...) Não há previsão de que o efluente gerado seja direcionado à planta do processo em algum momento durante o tempo de produção da unidade. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A água tratada no Sistema de Água Oleosa é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando

para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de *slop*, bem como também no sistema de bilge, terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção, tanque de borra ou ser direcionado para os tanques de carga.

### **ESCLARECIMENTO 26:**

#### *Sistema de Transferência de Óleo (offloading)*

*(...) Não foi informado se o FPSO replicante disporá de estações na popa e na proa ou somente em uma das extremidades.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Todos os FPSOs replicantes disporão de estações de offloading na popa e na proa.

### **ESCLARECIMENTO 27:**

#### *Acomodações*

*Foi informado que há acomodações para 158 (cento e cinquenta e oito) pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da unidade, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário deverão estar em pleno funcionamento para este efetivo.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade do pleno funcionamento dos equipamentos para tratamento de esgoto sanitário para o POB da plataforma.

---

**ESCLARECIMENTO 28:****II.2.4.2.2.1 – FPSO Teórico**

*(...) A PETROBRAS deve prever que o FPSO Teórico possua, no mínimo, camada suplementar em aço no bordo de transferência de cargas além de defensas, conforme demais projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** FPSO Teórico possuirá, no mínimo, camada suplementar em aço no bordo de transferência de cargas além de defensas, conforme demais projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

**ESCLARECIMENTO 29:****II.2.4.2.2.1 – FPSO Teórico****Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás**

*(...) Solicita-se que seja informada a capacidade de reinjeção e se o sistema é provido de redundância de compressores. Deve ser também esclarecido qual o procedimento caso ocorra a perda de capacidade de injeção das correntes de CO<sub>2</sub> e gás excedente.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A reinjeção da corrente de CO<sub>2</sub> passa por dois sistemas de compressão, nomeados de Compressor de CO<sub>2</sub> e Compressor de Injeção. A planta foi concebida com diferentes modos de operação, um deles o modo de reinjeção total do gás produzido, nesse caso, retirando de operação as membranas de CO<sub>2</sub> e o Compressor de CO<sub>2</sub>. Para esse modo de operação a configuração do compressor de injeção é de 2x100%.

Para o modo exportação total do gás tratado, os compressores de CO<sub>2</sub> foram dimensionados para a condição normal de operação com a configuração 2x100%. Para mitigar riscos de aumento do teor de CO<sub>2</sub> associada à capacidade plena de processamento de gás, os compressores de CO<sub>2</sub> foram projetados para trabalharem em paralelo, ou seja, ambos em operação. Nessa condição de

operação, no caso de falha em um desses compressores, duas medidas poderão ser tomadas: redução da capacidade de processamento de gás ou alterar o modo de operação para o modo de reinjeção total do gás.

Cabe acrescentar que em relação ao DP de Itapu, apesar de associado ao FPSO Teórico, esse projeto não terá um sistema de reinjeção de CO<sub>2</sub>, tendo em vista que o gás produzido no campo apresenta um reduzido teor deste composto químico. Nesse Projeto, o gás produzido poderá ser totalmente aproveitado, sendo: exportado, utilizado em gás lift e no consumo da plataforma.

### **ESCLARECIMENTO 30:**

#### *Sistema de Flare e Vent*

*(...) Entende-se desta citação que as quatro primeiras unidades de FPSO Teórico possuirão sistemas de tocha e vent tradicionais, não havendo ainda projeto definido para as demais. Acredita-se, contudo, que a utilização do sistema conhecido como “flare fechado” seria ambientalmente mais adequada. Assim, a empresa deve empreender todos os esforços para passar a utilizar este sistema em seus projetos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A avaliação dos ganhos ambientais e o gerenciamento dos riscos desse sistema serão fundamentais para estabelecer requisitos de projeto que minimizem a queima de gás nas próximas unidades de produção da Petrobras. Dessa forma, a empresa tem empreendido esforços para avaliar essa tecnologia.

### **ESCLARECIMENTO 31:**

#### *Tratamento de Água Produzida*

*(...) Observa-se que além de atender as determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de “slop limpo”, por incluir água produzida, deverá*

*também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.*

*Não foi informada a localização dos pontos de descarte da água produzida. Contudo as modelagens apresentadas indicam o descarte em subsuperfície. Chama-se atenção, neste sentido, para a inadmissão do descarte de água de produção na forma submersa de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912). Solicita-se, portanto, a confirmação deste entendimento por parte da PETROBRAS, que deverá se comprometer com as adequações de projeto que se façam necessárias.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Confirma-se que o descarte do efluente do tanque slop limpo atenderá às determinações da Marpol 73/78 e às determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na Resolução CONAMA 393/2007, se houver mistura de água produzida com água oleosa. Confirma-se que não haverá descarte de água de produção na forma submersa, de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912).

### **ESCLARECIMENTO 32:**

#### *Sistema de Tratamento de Água de Injeção*

*(...) Reitera-se a observação que, nos processos de licenciamento das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, a PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017 (SEI nº 0682373), solicitou o aumento da frequência do uso do biocida de choque para até 7 (sete) vezes por semana. Esta solicitação foi analisada pelo Parecer Técnico nº 175/2017- COPROD/CGMAC/DILIC de 21.12.2017 (SEI nº 1419877) que apontou a necessidade de informações complementares. A resposta ao referido parecer técnico foi apresentada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0061/2018 de 24.1.2018 (SEI nº 1636284) e encontra-se em análise, com as conclusões da mesma devendo ser consideradas também no licenciamento da Etapa 3.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A injeção de água em reservatório é o método principal de recuperação complementar de petróleo. Entretanto, atualmente, os reservatórios do Pré-sal estão apresentando um desempenho de injeção de água abaixo do ideal. Para melhorar a situação, é necessário que a disponibilidade e eficiência da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) sejam as melhores possíveis, pois a baixa disponibilidade do sistema de injeção de água acarreta em aceleração no fenômeno de depleção do reservatório.

O controle do crescimento microbiológico da URS é intimamente ligado à disponibilidade operacional desta unidade. Quanto maior a proliferação microbiológica, maior a necessidade de parada da unidade para realização de limpeza química das membranas. Além do problema operacional de diminuição da capacidade de injeção de água durante a lavagem, há um aumento do descarte no mar dos efluentes dessa lavagem. Assim, o controle do crescimento microbiológico em função do tratamento com biocida reduz a frequência de parada da URS para limpeza química, reduzindo o descarte dos efluentes de limpeza no mar e mantendo a disponibilidade operacional minimamente aceitável para manter a injeção de água adequada nos reservatórios da Bacia de Santos.

Na solicitação de anuência apresentada por meio da carta UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017, foi solicitada a flexibilização da frequência de utilização de biocida de choque para 2 a 7 vezes por semana, uma vez que a proliferação de microorganismos varia em função de uma série de parâmetros. Para subsidiar a análise do impacto ambiental do aumento de frequência de aplicação de biocida de choque no sistema de tratamento de água de injeção, foram apresentadas, no documento de solicitação de anuência (anexo à carta UO-BS 589/2017), análises detalhadas das modelagens de dispersão do efluente da URS e dos resultados de testes de ecotoxicidade realizados com esse efluente para cada FPSO objeto da solicitação. Tais análises indicam que, a poucos metros dos FPSOs, a diluição do efluente é suficiente para que não sejam esperados efeitos adversos significativos sobre os meios físico e biótico, corroborando o caráter local e a baixa magnitude

dos impactos decorrentes do descarte do efluente da URS dos FPSOs contemplados nos processos de licenciamento ambiental Etapa 1 e Etapa 2.

Cabe mencionar ainda que o biocida em questão (DBNPA) ao entrar em contato com a água sofre um rápido processo de degradação através de hidrólise e fotólise, gerando sub-produtos com baixa toxicidade (R.E.D. FACTS:2,2-Dibromo-3-nitrilopropionamide (DBNPA), U.S. Environmental Protection Agency, EPA-738-F-94-023, September 1994, page 3), o que reforça o caráter local e a baixa magnitude dos impactos decorrentes do descarte do efluente da URS dos FPSOs contemplados nos processos Etapa 1 e Etapa 2.

Informamos que as conclusões serão incorporadas no processo de licenciamento ambiental do Etapa 3.

### **ESCLARECIMENTO 33:**

#### *Sistema de drenagem*

*(...) Não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo em algum momento durante o tempo produção das unidades replicantes. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A água tratada no *slop* é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de *slop* terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção ou será direcionado para os tanques de carga.

### **ESCLARECIMENTO 34:**

### *Sistema de água oleosa da praça de máquinas*

*A água oleosa da praça de máquinas receberá tratamento específico em um Separador de Água e Óleo (SAO) do tanque de Bilge. O descarte ocorre a 15 ppm. Se não houver enquadramento, a água recircula pelo sistema. O resíduo oleoso segue para o tanque de “slop sujo”.*

*Não há previsão de que o efluente gerado seja direcionado à planta do processo em algum momento durante o tempo produção da unidade. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A água tratada no Sistema de Água Oleosa é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de *slop*, bem como também no sistema de bilge, terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção, tanque de borra ou ser direcionado para os tanques de carga.

### **ESCLARECIMENTO 35:**

#### *Sistema de Geração de Energia*

*A PETROBRAS se limitou a informar que:*

*“O sistema de geração principal será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicomustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (stand by). A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW, em atendimento à Resolução CONAMA nº 382/2006.”*

*Na descrição do sistema não foram informadas a quantidade e capacidade dos geradores que compõe o conjunto. Contudo, no “Quadro II.2.4.2.2.2-1”, que*

*apresenta as “Características Gerais do FPSO Teórico”, foi indicado que as unidades contarão com 5 (cinco) turbo-geradores de 25 MW. Esta configuração e capacidade 25% superior àquela definida para os FPSOs Replicantes sugerem que as unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite. Solicita-se, portanto, um detalhamento da demanda energética da unidade em condição média e de pico demonstrando que tal limite não será ultrapassado.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A PETROBRAS apresentará, no momento do requerimento da licença de instalação, um detalhamento de cada FPSO demonstrando que a demanda em condição média e de pico não ultrapassarão 100 MW. Por se tratar de um FPSO Teórico, não há um detalhamento específico.

### **ESCLARECIMENTO 36:**

*Sistema de Transferência de Óleo (offloading)*

*(...) Não foi informado se o FPSO teórico disporá de estações na popa e na proa ou somente em uma das extremidades.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Não está definido ainda se todos os FPSOs que foram representados pelo Teórico terão em seus projetos estações de *offloading* na popa e proa ou somente em uma das extremidades. Esse detalhamento será apresentado para cada empreendimento no requerimento da licença de instalação.

### **ESCLARECIMENTO 37:**

*Acomodações*

*Foi informado que há acomodações para 160 (cento e sessenta) pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da unidade, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário deverão estar em pleno funcionamento para este efetivo.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade do pleno funcionamento dos equipamentos para tratamento de esgoto sanitário para o POB da plataforma.

---

**ESCLARECIMENTO 38:***II.2.4.3 – Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental**II.2.4.3.1 – Sistema de Ancoragem e de Posicionamento Dinâmico*

*De acordo com a empresa, o posicionamento dos FPSOs no local das atividades de produção será através de sistema de ancoragem convencional (âncoras e linhas de amarração). Portanto, embora o título deste subitem mencione, não há previsão de utilização de nenhuma unidade equipada com Posicionamento Dinâmico, diferentemente das Etapas 1 e 2, quando a empresa operou com o FPWSO Dynamic Producer para a realização dos TLDs/SPAs.*

*O FPSO BW Cidade de São Vicente, que pode vir a ser utilizado para a realização dos TLD/SPAs e foi considerado pela empresa como referência para a realização deste tipo de atividade na Etapa 3 do Polo Pré-Sal, possui um sistema de ancoragem Turret Mooring, constituído por uma torre, onde são fixadas as sete linhas de ancoragem e os risers flexíveis. Solicita-se que a empresa esclareça se os FPSOs similares e que também podem vir a ser contratados para a realização dos TLD/SPAs, necessariamente possuirão este sistema de ancoragem, estarão restritos a sistemas de ancoragem convencional ou, até mesmo, poderão ser equipados com posicionamento dinâmico.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Os FPSOs similares ao FPSO Cidade de São Vicente, e que também podem vir a ser contratados para a realização dos TLD/SPAs, poderão ser equipados com posicionamento dinâmico, *single point mooring (turret)* ou *spread mooring*.

**ESCLARECIMENTO 39:***II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino*

*No anexo 2.4.4.1-1 foram apresentados os arranjos submarinos dos Desenvolvidos da Produção. Para os arranjos dos TLD/SPAs, foram apresentados aqueles até então definidos pela empresa. A PETROBRAS informou*

---

*que estes arranjos que não foram apresentados serão descritos no estudo complementar a ser encaminhado quando do requerimento das respectivas licenças de instalação. Ressalta-se que arranjos que extrapolem os limites do bloco devem ser justificados à luz das normas concebidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras reitera que os arranjos atualizados serão apresentados no estudo complementar a ser encaminhado juntamente com o requerimento das licenças de instalação.

As justificativas para os arranjos que extrapolaram os limites dos blocos foram apresentadas no Esclarecimento 9.

#### **ESCLARECIMENTO 40:**

*A respeito da utilização de risers flexíveis, notas publicadas pela imprensa convencional têm reportado problemas nestes equipamentos instalados em unidades mais antigas, presentes no Polo Pré-Sal. Assim, solicita-se que a empresa preste esclarecimentos a respeito deste tema.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A primeira falha ocorreu em março de 2016 durante recolhimento do duto flexível de injeção de gás do poço SPS-82, conectado ao FPSO Cidade de São Paulo, que na época estava fora de operação. Posteriormente, em janeiro de 2017, no retorno à operação do duto flexível de injeção de gás do poço RJS-687, conectado ao FPSO Cidade Angra dos Reis, ocorreu falha do duto.

Após estudos e análises envolvendo o mercado fornecedor, universidades, laboratórios e institutos de pesquisa foi comprovado que o fenômeno que causou a falha desses dois dutos é um novo fenômeno para indústria de dutos flexíveis: o SCC-CO<sub>2</sub> (*stress corrosion cracking by CO<sub>2</sub>* - corrosão sob tensão por CO<sub>2</sub>), fenômeno que ocorre quando combinados a presença de água no espaço anular, presença de CO<sub>2</sub> e concentração de tensão.

É importante destacar que todos os dutos que operam no Pré-sal foram qualificados para CO<sub>2</sub> considerando os mecanismos previstos pelas normas internacionais, mas o SCC- CO<sub>2</sub>, como é um mecanismo novo, não foi previsto por tais normas. Ou seja, trata-se de um desafio tecnológico.

A Petrobras está atuando junto ao mercado fornecedor, principais laboratórios, universidades, institutos de pesquisa, CENPES e está alcançando uma evolução consistente neste curto espaço de tempo. Hoje há um conhecimento mais maduro sobre este fenômeno, sendo possível estabelecer uma rotina de gerenciamento de integridade robusta para os dutos em operação com suporte tecnológico, por exemplo: desenvolvimento de ferramentas para detecção de anular alagado, metodologia para estimativa de vida útil, testes de integridade como medida preventiva para dutos em operação, inspeção e outras ações operacionais.

Para projetos em implantação, a PETROBRAS já está adquirindo dutos flexíveis com soluções mitigadoras que tornam o duto mais robusto evitando a entrada de água no espaço anular e assim impedindo a ocorrência deste fenômeno, como por exemplo a inclusão de capa dupla nos dutos flexíveis. No médio prazo, a partir de 2019/2020, já teremos uma solução definitiva com novos materiais, que está em desenvolvimento junto ao mercado fornecedor.

Todo este esforço da Petrobras, em conjunto com a Indústria, está garantindo a segurança operacional, evitando perda de produção, mitigando os riscos de implantação de novos projetos e com isto fazendo com que tenhamos um rápido ciclo de lições aprendidas desde quando deparamos com algum desafio tecnológico e uma resposta adequada para superação deste desafio.

#### **ESCLARECIMENTO 41:**

*Deve ser objetivamente informado se serão utilizadas válvulas DHSV nos poços de produção.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Os poços de produção serão providos de válvulas DHSV.

#### **ESCLARECIMENTO 42:**

##### *II.2.4.4.6 – Gasodutos de Escoamento*

*(...) Cabe destacar que não devem ser requeridas licenças de instalação e operação específicas para estes gasodutos, com os mesmos estando no escopo dos requerimentos apresentados para os respectivos projetos de Desenvolvimento da Produção e Escoamento.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Os gasodutos descritos no EIA fazem parte dos respectivos projetos de Desenvolvimento da Produção. A Petrobras corrobora o entendimento de que o ideal é requerer as licenças de instalação e de operação dos DPs, incluindo os respectivos gasodutos. Entretanto, nem sempre há consonância de cronogramas de aquisição de equipamentos e de desenvolvimento de projetos, incluindo questões contratuais e logísticas. Nessas raras ocasiões, a Petrobras solicita a avaliação do IBAMA para que eventuais LIs de gasodutos possam ser requeridas separadamente dos DPs, comprometendo-se a requerer apenas uma LO para os dois escopos.

#### **ESCLARECIMENTO 43:**

##### *II.2.4.4.6.1 – Configuração dos Risers dos Gasodutos*

*A respeito deste item, assim como para os risers de produção de óleo uma vez que há a possibilidade de utilização de risers flexíveis para gasodutos de exportação, reafirma-se a necessidade de a empresa apresentar uma discussão a respeito deste tema.*

---

**Resposta/Esclarecimentos:** A discussão a respeito dos risers flexíveis apresenta-se na resposta ao Esclarecimento 40.

---

**ESCLARECIMENTO 44:*****II.2.4.4.7 – Substituição Eventual de Linhas Flexíveis de Escoamento e Umbilicais Eletro-Hidráulicos (UEHs)***

*Este subitem trata da substituição eventual de trechos de linhas flexíveis de escoamento e umbilicais eletro-hidráulicos (UEH) “por outros de características iguais ou superiores devido ao atingimento do pleno período de vida útil destas estruturas”.*

*(...) ratifica-se o procedimento atual de que para substituições de trechos de linhas flexíveis de escoamento e de umbilicais eletro-hidráulicos (UEH) seja imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.*

*Ademais, na ocasião das substituições, ressalta-se que será necessário o recolhimento das estruturas removidas e as suas devidas destinações, de acordo com as melhores práticas ambientais aplicáveis.*

*Observa-se, ainda, que a questão das substituições de linhas foi tratada no grupo de trabalho instituído junto ao IBP para definição de procedimentos para anuências no âmbito dos processos de licenciamento ambiental de petróleo. Apesar dos trabalhos não terem sido concluídos, já se havia chegado a um consenso sobre a necessidade de anuência para tais substituições, bem como definidas as informações necessárias para subsidiar tais anuências. A PETROBRAS contava com representantes no grupo do trabalho que não manifestaram desacordo com este encaminhamento, causando-nos estranheza que procedimento distinto seja proposto com pouco destaque em um EIA para empreendimento específico, que não é o instrumento adequado para tratar da questão.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A inserção do item "II.2.4.4.7 – Substituição Eventual de Linhas Flexíveis de Escoamento e Umbilicais Eletro-Hidráulicos (UEHs)" no capítulo II.2 Caracterização da Atividade teve como objetivo abranger neste estudo não só as etapas de instalação e desativação do sistema submarino

---

dos empreendimentos, mas também a etapa de manutenção desse sistema, que passa regularmente por testes que determinam sua vida útil e consequentemente indicam a necessidade de substituição destes equipamentos. Considerando que os projetos de longa duração (DPs e Piloto) do Etapa 3 possuem duração mínima prevista de 20 anos, ao longo da operação destes empreendimentos é esperado que por volta de 20% das linhas e umbilicais eletro-hidráulicos de seus sistemas submarinos sejam parcial ou completamente substituídas.

Contudo, diante do posicionamento dessa Coordenação, a Petrobras informa que está ciente que quaisquer substituições de linhas flexíveis de escoamento e umbilicais eletro-hidráulicos que venham a ser necessárias após o término da vigência da Licença de Instalação do empreendimento, ou que caracterizem impactos e/ou riscos ambientais não contemplados neste EIA, serão previamente submetidas à análise e aprovação do IBAMA. Destacamos também que o Grupo de Trabalho citado no Parecer Técnico não teve o seu trabalho concluído o que dificultou a consolidação do assunto pelos envolvidos.

#### **ESCLARECIMENTO 45:**

*II.2.4.5.1 – Infraestrutura de Apoio utilizadas nos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos*

*II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo*

*(...) O EIA ainda afirma que:*

*“Na área portuária do Rio de Janeiro e Niterói, além de atividades de apoio offshore, são movimentados minério de ferro que, em toneladas, correspondeu a 79% do total movimentado em 2014, seguido de carga containerizada (11%)”*

*Neste sentido, cabe salientar que a informação relevante seria de quantas atracções nas áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói estão associadas a outras atividades não relacionadas a cadeia produtiva da exploração e produção de petróleo e gás natural e não quantas toneladas de minério de ferro e cargas containerizadas são movimentadas. De qualquer forma, solicita-se que a PETROBRAS esclareça qual a fonte desta última informação.*

**Resposta/Esclarecimentos:** No Relatório do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE) referente ao ano de 2016, último a ser encaminhado ao IBAMA, através da Carta UO-BS 0808/2017, com data de protocolo em 09/11/2017, foram apresentadas as estimativas de intensidade de uso das áreas de fundeio e de intensidade de uso dos terminais portuários da Bacia de Santos pelas embarcações de apoio da Petrobras e pelas embarcações de terceiros, durante o ano de 2016.

Conforme exposto nesse relatório, que está disponível no link: <http://www.comunicabaciadesantos.com.br/programa-ambiental/projeto-de-monitoramento-do-trafego-de-embarcacoes-pmte.html>, esclarecemos que em toda a Bacia de Santos, a Petrobras representou 14,93% do uso das áreas de fundeio e 15,34% das atracções contabilizadas. Conforme a análise efetuada, a maior participação da empresa foi verificada nos portos do Rio de Janeiro e Niterói, com 30,52% dos fundeios e 34,74% das atracções.

Sobre a movimentação de cargas na área portuária do Rio de Janeiro e Niterói, a referência utilizada na época de elaboração do EIA são as estatísticas de 2014 apresentadas pela Companhia Docas do Rio de Janeiro. Notadamente, pelas informações constantes nos mapas resumo disponibilizados pela autoridade portuária no sítio eletrônico, as maiores movimentações realizadas no Porto Organizado são de granéis sólidos (principalmente ferro gusa e minério de ferro) e carga containerizada, sendo que no Rio de Janeiro cerca de 50% da carga containerizada movimentada é exportada.

#### **ESCLARECIMENTO 46:**

*A PETROBRAS ainda deve buscar informar dados que permitam relativizar os percentuais de atracção e fundeio em bases de apoio marítimas utilizadas pela empresa e suas contratadas no ano de 2016 (conforme 3º Relatório Anual do o PMTE-BS) com estes mesmos dados disponíveis sobre a utilização da infraestrutura portuária por outras atividades comerciais/industriais.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Conforme 3º Relatório do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações na Bacia de Santos - PMTE-BS, referente ao ano de 2016, no Quadro 1 (tabelas IV.4-2 e IV.4-3 do PMTE-BS 2016) são apresentados os dados relativos do quanto a Petrobras representa sobre o total de utilização das estruturas portuárias da Bacia de Santos, em termo de número de atracações e dias de uso das áreas de fundeio (dias de atracação).

É importante salientar que o PMTE-BS realiza estimativas de acordo com os dados de posicionamento e velocidade das embarcações obtidos através do equipamento AIS (Automatic Identification System). Este equipamento encontra-se instalado em todas as embarcações a serviço da Petrobras. Já no caso das embarcações de terceiros, o equipamento é obrigatório apenas para as embarcações especificadas pela IMO - International Maritime Organization, conforme classe de tamanho e tipo de navegação realizada. Assim, considerando que o universo de embarcações de terceiros monitoradas está subestimado em relação ao real, uma vez que não estão contabilizadas todas as demais embarcações que não portam AIS, as estimativas de contribuição da Petrobras encontram-se sobrestimadas em relação ao uso total. Assim, é correto afirmar que a máxima contribuição da Petrobras foi verificada nos portos do Rio de Janeiro e Niterói, onde representou, no período, menos de 30,52% do uso da área de fundeio e menos de 34,74% das atracações.

**Tabela IV.4-2** - Intensidade de uso das áreas de fundeio estimada para as embarcações de apoio a serviço da PETROBRAS nas bases de apoio marítimo da Bacia de Santos em comparação com a intensidade de uso estimada para as embarcações de terceiros monitoradas nos mesmos terminais portuários, durante o ano de 2016.

PORTO	UF	Σ Nº BARCOS*DIAS	Σ Nº BARCOS*DIAS	%
		PETROBRAS	TERCEIROS	
RIO DE JANEIRO E NITERÓI	RJ	19.492	44.382	30,52%
SÃO SEBASTIÃO	SP	331	3.490	8,66%
ITAJAÍ	SC	205	1.987	9,35%
ANGRA DOS REIS	RJ	411	6.592	5,87%
SÃO FRANCISCO DO SUL	SC	147	7.785	1,85%
SANTOS	SP	107	25.965	0,41%
SEPETIBA	RJ	28	9.630	0,29%
PARANAGUÁ E ANTONINA	PR	128	18.983	0,67%
TOTAL	-	20.849	118.814	14,93%

**Tabela IV.4-3** - Número de atracações estimadas para as embarcações de apoio a serviço da PETROBRAS nas bases de apoio marítimo da Bacia de Santos em comparação com o número de atracações estimadas para embarcações de terceiros monitoradas nos mesmos terminais portuários, durante o ano de 2016.

PORTO	UF	ATRACAÇÕES	ATRACAÇÕES	%
		PETROBRAS	TERCEIROS	
RIO DE JANEIRO E NITERÓI	RJ	4.257	7.998	34,74%
SÃO SEBASTIÃO	SP	34	845	3,87%
ITAJAÍ	SC	108	984	9,89%
ANGRA DOS REIS	RJ	117	1.840	5,98%
SÃO FRANCISCO DO SUL	SC	20	1.909	1,04%
SANTOS	SP	32	6.378	0,50%
SEPETIBA	RJ	0	2.075	0,00%
PARANAGUÁ E ANTONINA	PR	21	3.343	0,62%
TOTAL	-	4.589	25.372	15,34%

Quadro 1 - Tabelas IV.4-2 e IV.4-3 do PMTE-BS 2016

#### ESCLARECIMENTO 47:

A empresa também deve apresentar dados sobre os percentuais de atracação e fundeio no Porto de Vitória – BAVIT – de embarcações da PETROBRAS e de suas contratadas, considerando que no item II.2.4.5.3 o mesmo foi apresentado como infraestrutura de apoio a ser utilizada na Etapa 3.

**Resposta/Esclarecimentos:** A tabela abaixo apresenta as estimativas de uso do Porto de Vitória (número de atracações e dias de fundeio) pelas embarcações a serviço da Petrobras, conforme dados obtidos pelo Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações na Bacia do Espírito Santo - PMTE-ES, para o ano de 2016 (dados preliminares – resultados ainda não divulgados). A tabela apresenta ainda as estimativas geradas para embarcações de terceiros, fornecendo, assim, uma medida da participação da Petrobras no uso total do porto em questão. Para melhor interpretar os dados apresentados, salienta-se que a PETROBRAS monitora todas as embarcações sob sua responsabilidade, enquanto que, para as embarcações de terceiros, são monitoradas somente as embarcações que possuem AIS (*Automatic Identification System*), conforme normas da IMO (*International Maritime Organization*). Assim, considerando que as embarcações de terceiros não correspondem à totalidade das embarcações que utilizam a área, a participação da Petrobras na utilização do Porto de Vitória, em 2016, é inferior a 14,88% do número total de atracações e inferior a 16,96% do total de dias de fundeio, conforme indicadores contabilizados pelo PMTE-ES.

**Tabela 2** – Estimativas de uso do Porto de Vitória

<b>PORTO DE VITÓRIA 2016</b>	<b>PETROBRAS</b>	<b>TERCEIROS</b>	<b>% PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS</b>
Nº de atracações	568	3.250	14,88%
Dias de fundeio	1.176	5.756	16,96%

**ESCLARECIMENTO 48:**

*II.2.4.5.1.8 – Terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores*  
*(...) Considerando os dados do 3º Relatório Anual do PMTE-BS, solicita-se que a PETROBRAS confirme se, de fato, **pretende utilizar apenas os terminais listados na “Tabela II.2.4.5.1.8-1”** do EIA e que a empresa apresente informações sobre o número total de atracações realizadas no ano de 2016 nos terminais de São Sebastião/SP, Angra dos Reis/RJ, Madre de Deus/BA, Rio de Janeiro/RJ, Niterói/RJ, Tramandaí/RS, São Francisco do Sul/SC, Suape/PE, e Rio Grande/RS, permitindo que se possa compará-lo com os números de atracações apontadas no relatório, preferencialmente trazendo maiores informações sobre os demais navios aliviadores (origem e empresa contratante).*

**Resposta/Esclarecimentos:** Analisando o histórico de operações de alívio realizadas pela Petrobras no âmbito dos empreendimentos localizados no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, atualizado na resposta ao Esclarecimento 78 deste documento, confirma-se o uso dos terminais de São Sebastião/SP, Angra dos Reis/RJ, Madre de Deus/BA, Rio de Janeiro/RJ (por vezes identificado como Ilha D’água/RJ), Tramandaí/RS (por vezes identificado como Osório/RS), São Francisco do Sul/SC e Suape/PE. Dessa forma, reitera-se que serão utilizados os terminais listados na Tabela II.2.4.5.1.8-1 do EIA.

Com relação ao número total de atracações realizadas em 2016 nos terminais acima mencionados, é apresentada, a seguir, tabela relacionando os dados de atracação de navios aliviadores com origem em empreendimentos da Bacia de Santos e de embarcações de terceiros. As informações foram obtidas no 3º Relatório Anual do PMTE-BS (referente ao ano 2016), correlacionando as tabelas Tabela IV.2-3 e Tabela IV.4-3 do referido relatório.

Importante lembrar que, conforme informado no 3º Relatório Anual do PMTE as áreas de fundeio e bases de apoio utilizadas foram identificadas através da verificação de existência de registros pontuais de monitoramento de embarcações de apoio com velocidade inferior a 3 nós localizadas num raio de 50 km ao redor dos terminais portuários da Bacia de Santos. Esta medida foi definida com base

nos dados de diversos portos brasileiros. Para a identificação das bases de apoio também foram considerados os terminais portuários não localizados na Bacia de Santos, porém envolvidos nas operações de alívio das unidades de produção da BS, conforme informações contidas nos Relatórios de Operação dos empreendimentos vinculados ao licenciamento ambiental das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural do Polo Pré-Sal.

Por este motivo, não foram estimados os números de atracações de embarcações de terceiros nos terminais/portos localizados fora da área da Bacia de Santos, ou seja, Madre de Deus/BA, Rio Grande/RS, Suape/PE e Tramandaí/RS.

**Tabela 3** – Percentual de atracações de embarcações de terceiros por portos/terminais da Bacia de Santos

PORTO/TERMINAL	Nº ATRACÇÕES APOIO PETROBRAS	Nº ATRACÇÕES ALÍVIO PETROBRAS	Nº ATRACÇÕES TERCEIROS	TOTAL DE ATRACÇÕES EM 2016	% TERCEIROS PARA CADA PORTO/TERMINAL
Rio de Janeiro/RJ e Niterói/RJ	4.257	22	7.998	12.277	65%
São Sebastião/SP	34	127	845	1.006	84%
Itajaí/SC	108	0	984	1.092	90%
Angra dos Reis/RJ	117	89	1.840	2.046	90%
São Francisco do Sul/SC	20	10	1.909	1.939	98%
Santos/SP	32	0	6.378	6.410	100%
Sepetiba/RJ	0	0	2.075	2.075	100%
Paranaguá e Antonina/PR	21	0	3.343	3.364	99%
Madre de Deus/BA	-	39	-	39	-
Rio Grande/RS	-	3	-	3	-
Suape/PE	-	8	-	8	-
Tramandaí/RS	-	15	-	15	-

Importante salientar que o PMTE não possui em seu escopo a identificação dos navios aliviadores de terceiros, tampouco sua origem e empresa contratante.



**ESCLARECIMENTO 49:**

*II.2.4.5.1.10 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás*

*(...) a PETROBRAS deve prestar esclarecimentos detalhados sobre as correlações entre o início de entrada em operação de cada DP e sua produção de gás associado, com a capacidade operacional do escoamento dos gasodutos Rotas 1, 2 e 3 nestes determinados momentos, previsão de conclusão ao menos da UTG do COMPERJ, sendo apresentadas todas as soluções que o projeto adotará para permitir a superação das limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A resposta a este questionamento consta no Esclarecimento 15.

**ESCLARECIMENTO 50:**

*II.2.4.5.2 – Projetos de ampliação ou implantação de novas infraestruturas de apoio*

*A PETROBRAS informou que a estrutura atual de portos atende à sua demanda por mais 5 (cinco) anos e que, após este período, há a possibilidade de ser aberto novo processo licitatório para a disponibilização de mais um berço de atracação nos estados do Rio de Janeiro ou São Paulo. Solicita-se que a empresa confirme esta necessidade, fixando o ano exato em que esta demanda passará a existir, assim como, informe quantos berços de atracação estão atualmente contratados em cada base de apoio marítima às atividades de instalação e operação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Para atendimento para toda a Bacia de Santos, incluindo a região do Pré-sal, atualmente há 6 berços no Rio de Janeiro. Consoante com o planejamento da Petrobras para essas atividades, tem-se a manutenção

desse quantitativo de berços até 2022, os quais seriam suficientes para atender toda a Bacia de Santos. Não há previsões para além de 2022.

#### **ESCLARECIMENTO 51:**

*No que concerne às bases de apoio aéreo, a PETROBRAS afirma que haveria previsão de abertura imediata de novas licitações das quais poderiam participar unidades aeroportuárias entre Itajaí/SC e Cabo Frio/RJ. A empresa ainda complementou que ainda seria possível que as atuais bases aumentem a sua participação, como é o caso especialmente de Cabo Frio, onde existe capacidade de atendimento e espaço para construção e ampliação das instalações atuais.*

*Solicita-se que a PETROBRAS atualize estas informações, esclarecendo se o processo licitatório mencionado já foi iniciado ou se já existe uma previsão para o mesmo, assim como, se a empresa tem conhecimento de algum projeto já em andamento para ampliação dos aeroportos que atendem atualmente a demanda do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Não estão previstas ampliações da infraestrutura aeroportuária para atendimento à Petrobras no Pré-sal da Bacia de Santos.

#### **ESCLARECIMENTO 52:**

##### *II.2.4.5.3 – Infraestruturas de apoio utilizada no Etapa 3*

##### *Bases de Apoio Marítimas*

*(...) A empresa afirmou que: “Durante a operação dos empreendimentos do Etapa 3, a utilização das embarcações será otimizada, atendendo a Bacia de Santos como um todo, não sendo possível a distinção entre empreendimentos e atividades de perfuração e produção. ”*

*A estimativa apresentada pela PETROBRAS seria de um aumento de aproximadamente 4 (quatro) embarcações e 250 (duzentos e cinquenta)*

*atracações para o atendimento à Bacia de Santos entre os anos de 2017 e 2020. Para tornar estas informações mais relevantes, solicita-se que a PETROBRAS apresente, de forma consolidada neste item, a quantidade de atracções e a frota utilizada no período de 2015 a 2017 (instalação e produção), acompanhada de novas estimativas anuais de incrementos nas frotas e nas atracções que considerem o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para estes incrementos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Visando apresentar informações mais atualizadas acerca do planejamento logístico da Petrobras, é apresentada na tabela abaixo a frota de embarcações utilizadas desde 2015 até 2017, bem como a frota planejada entre 2018 até 2021 (conforme horizonte de planejamento da companhia para essas atividades).

**Tabela 4 – Frota de embarcações utilizadas na Petrobras**

ANO	FROTA PETROBRAS (ATENDIMENTO INSTALAÇÃO)	FROTA BACIA DE SANTOS (ATENDIMENTO OPERAÇÃO)
2015	81	59
2016	66	61
2017	60	39
2018	59	29
2019	47	28
2020	51	39
2021	53	41

Em relação às embarcações que atendem durante a instalação, não é possível identificar uma frota específica para atendimento à UO-BS, de forma que a frota apresentada se refere àquelas embarcações que atracam nas bases de apoio para

instalação das plataformas do Pré-sal, mas que não são exclusivas para atendimento à Bacia de Santos, podendo atender também plataformas de outras bacias.

Observa-se que em relação aos anos anteriores, não está mais previsto o incremento do número de embarcações que atendem à Bacia de Santos.

A respeito do número de atracações efetivas, entre 2015 a 2017, em média foram realizadas 200 atracações por mês para atendimento logístico durante a operação das plataformas da Bacia de Santos. Em relação às atracações de embarcações de apoio à instalação, há variações significativas entre um ano e outro, de forma que em 2015 a média mensal foi de cerca de 410 atracações por mês, enquanto que no ano seguinte esse número foi muito inferior, chegando a 120 atracações por mês. Essas flutuações são justificadas pela maior otimização das operações de apoio, de forma que uma mesma embarcação está apta a atender em uma única rota um número maior de unidades. Além disso, apesar do desenvolvimento da produção no Polo Pré-sal da Bacia de Santos, outras atividades no ambiente marinho foram reduzidas, tal como as atividades realizadas por sondas, cujo número caiu bastante nos últimos anos.

Na tabela a seguir, são apresentadas as atracações realizadas e as projeções, que foram estimadas pelas áreas responsáveis pela contratação das embarcações de apoio na Companhia.

**Tabela 5 – Atracções realizadas desde 2015 e previsões até 2021**

<b>ANO</b>	<b>ATRACÇÕES PETROBRAS (ATENDIMENTO INSTALAÇÃO)</b>	<b>ATRACÇÕES BACIA DE SANTOS (ATENDIMENTO OPERAÇÃO)</b>
2015	4950	2813
2016	1412	2245
2017	2475	2146
2018	2434	1502
2019	1939	1702
2020	2104	2144
2021	2186	2367

Para além de 2021, apesar de não terem sido promovidas projeções específicas de frota ou atracações e, uma vez que a Petrobras tem buscado incessantemente otimizar suas operações de apoio, acredita-se que as flutuações esperadas serão pontuais e refletirão a concorrência das atividades no ambiente marinho.

### **ESCLARECIMENTO 53:**

*A PETROBRAS ainda informou que, de acordo com as estimativas apresentadas, especificamente para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, existia uma previsão da necessidade de um incremento de berços ao longo dos anos, conforme apresentado na “Tabela II.2.4.5.3-1”, que aponta a necessidade de 1,6 berços de atracação entre 2017 e 2022.*

*Assim, mais uma vez, solicita-se que a PETROBRAS, de forma consolidada neste item, informe quantos berços de atracação estão atualmente contratados em cada base de apoio marítima às atividades de instalação e operação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e apresente novas estimativas anuais da demanda por novos berços de atracação considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento desta demanda por novos berços de atracação.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Conforme respondido no Esclarecimento 54, não está previsto nenhum incremento de berços, pelo menos até 2022, em função do aumento de plataformas no Pré-sal da Bacia de Santos.

**ESCLARECIMENTO 54:***Bases de Apoio Aéreo*

*(...) para também tornar estas informações mais relevantes, solicita-se que a PETROBRAS, de forma consolidada neste item, informe o número de passageiros e de voos realizadas no ano de 2017 e apresente novas estimativas anuais para o crescimento no número de passageiros e de voos necessários considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Lembrando-se, mais uma vez, que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento estimado.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A seguir é apresentada tabela indicando o número de passageiros e voos realizados em atendimento às atividades de Exploração e Produção da Bacia de Santos em 2017, bem como as estimativas anuais de número de passageiros e voos para o período de 2018 a 2022, conforme planejamento da empresa.

**Tabela 6** – Número de passageiros e voos em atendimento às atividades de exploração e produção da Bacia de Santos para o período de 2017-2022.

PARÂMETRO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Passageiros (embarque + desembarque)	274.801	259.525	280.176	314.922	351.508	351.086
Voos (1 voo compreende ida e volta)	12.995	11.971	12.410	14.389	15.627	15.600

Nota 1: A variação da relação entre passageiros e voos é devido às variações nas distâncias, do perfil e da capacidade da frota.

Cabe destacar que a projeção de diminuição de passageiros de 2017 para 2018 é devido à redução do número de contratos de sondas e UMS (Unidades de Manutenção e Segurança) com a Petrobras, resultando na diminuição da demanda de transporte aéreo, mesmo com a entrada de novas unidades de produção no segundo semestre de 2018.

Para além de 2022, apesar de não terem sido elaboradas projeções específicas de passageiros e voos que atenderão a Bacia de Santos, acredita-se que as flutuações esperadas serão proporcionais ao número de unidades de produção que entrarão em operação por ano.

#### **ESCLARECIMENTO 55:**

##### *II.2.4.6 – Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas*

*O EIA informou que, em sua grande maioria, as embarcações de instalação estarão contempladas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados (Processo IBAMA nº 02022.001637/11). Caso alguma embarcação selecionada para a execução das atividades de instalação não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, a mesma deve ser prontamente submetida à apreciação da equipe técnica da Coordenação de Produção, através da apresentação dos respectivos descritivos e certificados e de sua disponibilização para vistoria técnica, que, a critério do órgão ambiental pode vir a ser dispensada. Portanto, cabe reforçar que o início das atividades desta embarcação está condicionado a uma manifestação prévia favorável do IBAMA e, caso determinado, ao atendimento pleno das exigências de adequações apresentadas pelo órgão ambiental.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade de anuência do IBAMA, caso sejam selecionadas embarcações que não estejam contempladas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados (Processo IBAMA nº 02022.001637/11).

**ESCLARECIMENTO 56:****II.2.4.6.1 – Ancoragem das UEPs**

*Conforme já destacado no presente parecer técnico, os FPSOs que farão parte dos Desenvolvidos da Produção e dos Pilotos de Produção (curta e longa duração) serão ancorados através do sistema Spread Mooring. Por sua vez, tem-se o entendimento de que as unidades de produção dos TLD/SPAs, que a princípio seriam realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, mas que também podem vir a ser realizadas por FPSOs similares a este, deverão possuir um sistema de ancoragem Turret Mooring. Assim, reitera-se a solicitação de que a empresa esclareça se os FPSOs similares e que também podem vir a ser contratados para a realização dos TLD/SPAs, necessariamente possuirão este sistema de ancoragem, estarão restritos a sistemas de ancoragem convencional ou, até mesmo, poderão ser equipados com posicionamento dinâmico.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A resposta a este questionamento consta no Esclarecimento 38.

**ESCLARECIMENTO 57:**

*Reitera-se que, caso alguma embarcação selecionada para a execução destas atividades não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), a mesma deve ser prontamente submetida à apreciação da equipe técnica da Coordenação de Produção, através da apresentação dos respectivos descritivos e certificados e de sua disponibilização para vistoria técnica, que, a critério do órgão ambiental pode vir a ser dispensada. Portanto, cabe reforçar que o início das atividades desta embarcação está condicionado a uma manifestação prévia favorável do IBAMA e, caso determinado, ao atendimento pleno das exigências de adequações apresentadas pelo órgão ambiental.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A ciência a esta determinação consta no Esclarecimento 55.

**ESCLARECIMENTO 58:**

*II.2.4.6.3 – Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical) e Escoamento de Gás*

*(...) Solicita-se que a empresa confirme que as interligações dos Pilotos de Produção também serão através de dutos e umbilicais submarinos lançados por embarcações PLSV dotadas de ROV e seguindo estas estratégias de lançamento.*

*Além disso, mais uma vez, lembra-se que, caso alguma embarcação selecionada para a execução destas atividades não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), a mesma deve ser prontamente submetida à apreciação da equipe técnica da Coordenação de Produção, através da apresentação dos respectivos descritivos e certificados e de sua disponibilização para vistoria técnica, que, a critério do órgão ambiental pode vir a ser dispensada. Portanto, cabe reforçar que o início das atividades desta embarcação está condicionado a uma manifestação prévia favorável do IBAMA e, caso determinado, ao atendimento pleno das exigências de adequações apresentadas pelo órgão ambiental.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras confirma que as interligações dos Pilotos de Produção também ocorrerão através de dutos e umbilicais submarinos lançados por embarcações PLSV dotadas de ROV e seguindo estas estratégias de lançamento. Após a instalação dos dutos flexíveis e umbilicais, é realizado um teste de estanqueidade final a bordo da plataforma. No caso dos umbilicais eletrohidráulicos (UEH), o teste é realizado com o próprio fluido de controle, HW 525, ou MEG. Já nos dutos, o teste é realizado com água do mar ou MEG. Para a execução das atividades de lançamento, caso alguma embarcação selecionada não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), será solicitada anuência ao IBAMA.



---

## **ESCLARECIMENTO 59:**

### *II.2.4.6.4 – Equipamentos Submarinos*

*A PETROBRAS descreve genericamente os equipamentos que costuma utilizar em suas instalações submarinas, não se atendo a nenhuma instalação específica que será utilizada nos projetos da Etapa 3. Solicita-se que a empresa detalhe o MSIAG, manifold que interliga poços para injeção alternada de água e gás, citado pela primeira vez em projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** O equipamento denominado MSIAG - Manifold Submarino de Injeção de Água e Gás é uma estrutura submarina instalada no leito marinho, destinada a distribuir água e/ou gás injetados pela plataforma nos poços. Ele é composto por um conjunto de válvulas atuadas remotamente pelo FPSO e linhas de fluxo que direcionam o fluxo para os diversos poços conectados ao manifold. Esse equipamento submarino já faz parte de alguns empreendimentos do Projeto Etapa 2, tendo sido descrito no EIA e nos estudos complementares correspondentes.

O manifold é um equipamento de coleta e distribuição do sistema submarino, portanto, não caracterizado como equipamento de segurança de poço. Ele possui todas as características necessárias para contenção de pressão e sua funcionalidade principal é distribuir fluxo em diversos poços.

Os MSIAG do Polo Pré-sal da Bacia de Santos são capazes de injetar simultaneamente água e gás, pois seus headers de injeção são isolados através do componente denominado *crossover*. A vazão de injeção nos poços pode ser controlada através de válvulas (módulos choke) instalados no manifold.

## **ESCLARECIMENTO 60:**

### *II.2.4.6.5 – Rotas das Embarcações de Apoio Durante a Instalação*

*(...) Solicita-se a atualização destes mapas, considerando os dados dos 2º e 3º Relatórios Anuais do PMTE-BS – referentes aos anos de 2015 e 2016, mas, também, incluindo a área de navegação entre o Porto de Vitória – BAVIT/ES e o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, pelo fato deste ter sido destacado no “Item II.2.4.5.3” como sendo uma Infraestrutura de apoio a ser utilizada na Etapa 3.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Os mapas são apresentados nos Anexos II.2-3 e II.2-4 deste documento, apresentando dados do PMTE dos anos de 2015 e 2016 na Bacia de Santos, além da localização da BAVIT.

#### **ESCLARECIMENTO 61:**

##### *II.2.4.6.6 – Duração e Periodicidade das operações de instalação*

*(...) Solicita-se que a PETROBRAS esclareça se a estimativa apontada pela “Tabela II.2.4.6.6-1” pode ser mantida caso estes projetos não venham a ser desenvolvidos pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, mas por FPSOs similares a este.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A estimativa apresentada na tabela II.2.4.6.6-1 do EIA foi feita baseada no número de linhas necessárias para ancorar o FPSO BW Cidade de São Vicente. Se for adotado outro FPSO, na ocasião do requerimento da licença de instalação, serão apresentadas as informações específicas.

#### **ESCLARECIMENTO 62:**

##### *II.2.4.8 – Descrição das Operações de Apoio Naval durante a Operação*

*De acordo com o EIA, serão utilizadas embarcações de apoio para o transporte de passageiros, suprimentos e materiais em geral.*

*(...) Para tornar estas informações mais relevantes, solicita-se que a PETROBRAS apresente a quantidade de atracações e a frota utilizada no período*

*de 2015 a 2017, acompanhada de novas estimativas anuais de incrementos nas frotas e nas atracções que considerem o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Obviamente, como parte destas estimativas, deve ser especificada qual a contribuição da Etapa 3 para estes incrementos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A resposta foi apresentada no Esclarecimento 52.

### **ESCLARECIMENTO 63:**

#### *II.2.4.9 – Descrição das Operações de Intervenção Durante a Produção*

##### *II.2.4.9.1 – Intervenções (workovers)*

*As intervenções com unidades de perfuração e fluidos autorizados no âmbito da atividade de perfuração na área geográfica da Bacia de Santos – AGBS (Licença de Operação – LO nº 1006/11), poderão ocorrer enquanto durar a vigência da referida licença ambiental e desde que observadas as condições definidas no Processo IBAMA nº 02022.003032/2005, devendo ser reportadas nos relatórios previstos. Para as intervenções que não se enquadram nesta situação, a PETROBRAS deve solicitar previamente anuências específicas durante a operação dos sistemas de produção.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade de solicitar anuência ao IBAMA para intervenções que não se enquadrem no Processo IBAMA nº 02022.003032/2005.

**ESCLARECIMENTO 64:***II.2.4.10 – Descrição dos Procedimentos para Realização dos Testes de Estanqueidade*

*(...) Cabe destacar que nos testes e comissionamentos, sejam estes com a utilização de linha de serviço ou não, só está autorizado descarte direto para o mar da solução água + fluoresceína. Nenhum outro aditivo químico ou derivado de petróleo, como diesel, poderá sofrer descarte direto, devendo retornar à plataforma e receber o devido tratamento e destino ou injeção no poço, conforme mencionado pela PETROBRAS.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente de que nenhum outro aditivo químico ou derivado de petróleo, como diesel, poderá sofrer descarte direto, exceto a solução de água com fluoresceína.

**ESCLARECIMENTO 65:***II.2.4.11.2 – Efluentes do Sistema de Drenagem*

*(...) A medição do teor de óleos e graxas deverá ser efetuada por meio de um analisador de TOG instalado na linha de descarte.*

*Não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo em momento algum durante o tempo de produção das unidades replicantes. Caso a empresa, a qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A água tratada no *slop* é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de *slop* terá

como destinação final o reprocessamento na planta de produção ou será direcionado para os tanques de carga.

#### **ESCLARECIMENTO 66:**

##### *II.2.4.11.4 – Água de Produção*

*Observa-se que além de atender às determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de “slop limpo”, por incluir água produzida, deverá também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Confirma-se que o descarte do efluente do tanque slop limpo atenderá às determinações da Marpol 73/78 e às determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na Resolução CONAMA 393/2007, se houver mistura de água produzida com água oleosa.

#### **ESCLARECIMENTO 67:**

##### *II.2.4.11.5 – Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)*

*(...) O volume total descartado como rejeito da unidade corresponderia a 25% do fluxo de água do mar captado, “totalizando cerca de 9.500 m³/dia”. Observa-se que a “Tabela II.2.4.11.5-1”, indicou volumes maiores: 10.487 m³/dia ou 13.990 m³/dia, a depender do DP. Solicita-se esclarecimento.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Ratifica-se que o rejeito da unidade de remoção de sulfatos corresponde a 25% do fluxo de água do mar que entra na planta da URS. Atualmente considera-se a possibilidade de aumentar em 10% a capacidade nominal de injeção de água dessulfatada, resultando em 10.487 m³/dia, para o caso do FPSO Replicante, e 13.990 m³/dia, para o caso do FPSO Teórico na vazão de descarte do rejeito da URS.

**ESCLARECIMENTO 68:**

*Conforme indicado anteriormente, observa-se que, nos processos de licenciamento das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, a PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017 (SEI nº 0682373), solicitou o aumento da frequência do uso do biocida de choque para até 7 (sete) vezes por semana. Esta solicitação foi analisada pelo Parecer Técnico nº 175/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 21.12.2017 (SEI nº 1419877) que apontou a necessidade de informações complementares. A resposta ao referido parecer técnico foi apresentada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0061/2018 de 24.1.2018 (SEI nº 1636284) e encontra-se em análise, com as conclusões da mesma devendo ser consideradas também no licenciamento da Etapa 3.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A resposta a este questionamento consta no Esclarecimento 23.

**ESCLARECIMENTO 69:**

*II.2.4.13 – Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante a Instalação e Operação*

*II.2.4.13.1 – Óleo Produzido*

*(...) Os testes ecotoxicológicos específicos dos poços que farão parte dos SPAs, TLD, Pilotos de Produção e DPs deverão ser apresentados após o início da produção de cada atividade.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras apresentará os testes ecotoxicológicos dos óleos após o início de produção de cada atividade.

---

**ESCLARECIMENTO 70:****II.2.4.13.2 – Água Produzida**

*A PETROBRAS se comprometeu em realizar, assim que for iniciada a produção e o descarte da água produzida por cada um dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a respectiva coleta e análise desta água para a devida caracterização química, físico-química e toxicológica, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, sendo os resultados encaminhados posteriormente ao IBAMA. Contudo, considera-se importante ressaltar que, independentemente disto, a modelagem do descarte de água produzida sempre deve ser encaminhada quando do requerimento da Licença de Operação para os projetos em que há previsão de sua geração.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras apresentará a modelagem do descarte de água produzida no requerimento das licenças de operação dos projetos em que há previsão de geração e apresentará também a caracterização química, físico-química e toxicológica da água produzida após o início de descarte.

**ESCLARECIMENTO 71:**

*Para os TLD/SPAs previstos na Etapa 3 do Polo Pré-Sal não há expectativa de geração de água produzida. Contudo, conforme já mencionado no presente parecer técnico, caso ocorra geração de água produzida, a mesma somente poderá ser descartada com prévia anuência desta Coordenação de Produção. Para tal, deve ser realizada previamente a coleta e análise da mesma para uma adequada caracterização química, físico-química e toxicológica deste efluente, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, com os resultados sendo devidamente encaminhados ao IBAMA para subsidiar a tomada de decisão acerca da anuência solicitada. Nestes casos, também devem ser encaminhadas a modelagem do descarte de água produzida e a revisão do Projeto de Monitoramento Ambiental.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade de anuência prévia do IBAMA para eventual necessidade de descarte de água produzida nos TLD/SPAs, comprometendo-se a apresentar caracterização qualitativa e quantitativa do efluente, modelagem do descarte do efluente e revisão do Projeto de Monitoramento Ambiental.

## **ESCLARECIMENTO 72:**

### *II.2.4.14 – Caracterização das Emissões Atmosféricas Durante a Operação das Unidades de Produção*

*O EIA indicou que:*

*“As principais emissões nestas atividades são os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT), além dos gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O). ”*

*No entanto, não foram apresentadas estimativas dessas emissões, o que permitiria uma melhor avaliação dos impactos. Assim, solicita-se a apresentação das estimativas das taxas de emissão destes componentes, em t/mês, para as principais fontes nas fases de instalação, operação e desativação dos TLD/SPAs, Pilotos de Produção e DPs.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A seguir é apresentada a tabela que indica as estimativas de taxas de emissões dos componentes óxidos de nitrogênio (NOx), óxidos de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT) em t/mês nas fases de instalação, operação e desativação para os diferentes empreendimentos que atuarão no âmbito do licenciamento do Etapa 3 (TLDs/SPAs, FPSO Replicante, FPSO Teórico e Libra). Cabe ressaltar que as estimativas de emissões de GEE (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O) já foram apresentadas no EIA, não sendo, portanto, objeto deste esclarecimento.

Conforme já relatado no EIA, as principais fontes de emissões atmosféricas oriundas das atividades de Testes de Longa Duração (TLD), Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), Pilotos e Desenvolvidos de Produção (DPs) são os processos de combustão para geração de energia (elétrica e térmica) e queima de gás em tocha.

As estimativas de emissões dos poluentes regulados foram realizadas a partir de protocolos baseados em cálculos estequiométricos e fatores de emissão empregados pela indústria<sup>1,2</sup>, considerando premissas conservadoras como fatores de emissão, dados de composição e consumo de combustível.

Durante a fase de instalação/desativação, as principais fontes de emissão operam consumindo somente diesel em virtude da indisponibilidade de gás natural produzido. Já na fase de operação, as emissões são provenientes do consumo de gás natural e diesel na geração de energia (turbogeradores, caldeiras), sistemas de compressão e na queima de gás em tocha (*flare*).

Devido às incertezas intrínsecas ao atual grau de maturidade dos projetos em questão e considerando que esta caracterização é preliminar visando subsidiar análise da viabilidade ambiental deste conjunto de projetos, deve-se ressaltar que tais estimativas serão reavaliadas e submetidas ao longo deste processo de licenciamento, quando do requerimento das licenças de instalação de cada projeto específico, considerando as informações mais atualizadas.

---

<sup>1</sup> Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. American Petroleum Institute (API), 2001

<sup>2</sup> Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Volume I: Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition. US Environmental Protection Agency (EPA), 1995

**Tabela 7 – Estimativa de Emissões de Poluentes Regulados**

EMPREENHIMENTOS	FASE	FONTE DE EMISSÃO	POLUENTES				
			NOx	SOx	CO	MP	HCT
TLD/SPA <sup>1</sup>	Instalação/ Desativação	Geração de Energia Elétrica	24,56	11,35	0,09	0,33	0,11
	Operação	Geração de Energia Elétrica	2,40	0,32	0,64	0,08	0,07
		Queima de gás em tocha	11,45	0	62,28	18,95	406
FPSO Replicante <sup>2</sup>	Instalação/ Desativação	Geração de Energia Elétrica	75,49	34,87	0,28	1,03	0,34
	Operação	Geração de Energia	18,85	0	4,83	0,04	0,65
		Turbocompressão	5,51	0	30	8,93	195,13
		Queima de gás em tocha	27,78	0	7,12	0,57	0,96
FPSO Teórico <sup>3</sup>	Instalação/ Desativação	Geração de Energia Elétrica	24,56	11,35	0,09	0,33	0,11
	Operação	Geração de Energia Elétrica	153	0,16	21	2	3
		Turbocompressão	28	0,05	7	0,1	1
		Queima de gás em tocha	3	1	18	5	118
Libra <sup>4</sup>	Instalação/ Desativação	Geração de Energia Elétrica	9,02	1,15	2,40	0,28	0,25
	Operação	Geração de Energia Elétrica	108	0,54	27,75	0,22	3,72
		Turbocompressão	134,75	0,67	34,53	0,28	4,63
		Queima de gás em tocha	5,37	0,55	0,29	0,86	0,02

Notas:

1. No caso do TLD para a estimativa de emissões de poluentes regulados na fase de operação foram considerados os valores médios de emissão mensal do TLD de Sêpia.
2. A estimativa de emissões de poluentes regulados na fase de operação do FPSO replicante foi realizada com base nos dados de projeto do FPSO P-70.
3. A estimativa de emissões na fase de operação do FPSO teórico foi realizada com base nos dados de projeto do FPSO afretado, Búzios 5.
4. Na instalação/desativação foram utilizados valores padronizados de consumo de diesel.



**ESCLARECIMENTO 73:**

*(...) Observa-se que “devido às diferenças intrínsecas da relação de gás/óleo do reservatório e, por conseguinte, da produção de óleo no campo de Libra, as capacidades dos sistemas de geração de energia elétrica, turbocompressão e de tocha são mais elevadas que as dos FPSOs Replicante e Teórico”, de modo que as emissões foram apresentadas separadamente. Chamou atenção a grande diferença nas emissões devido à turbocompressão – cerca de 20 (vinte) vezes maior nos FPSOs de Libra – sobre a qual considera-se importante que a PETROBRAS apresente maiores esclarecimentos.*

**Resposta/Esclarecimentos:** O bloco de Libra (cuja porção noroeste é agora o Campo de Mero, após a declaração de comercialidade), apresenta RGO e teores de CO<sub>2</sub> no gás produzido mais elevados quando comparado a outras áreas do Pré-sal da Bacia de Santos. Como consequência, a vazão de gás produzido que é tratado e comprimido no FPSO são maiores - 12 milhões de m<sup>3</sup> por dia, contra aproximadamente 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia dos demais projetos sendo licenciados no presente processo. Para lidar com essa maior vazão de compressão, a saída encontrada que apresenta maior eficiência energética e melhor aproveitamento de espaço no FPSO foi utilizar turbocompressores em maior número e porte no FPSO.

Além disso, a Petrobras ressalta que como as "diferenças intrínsecas da relação de gás/óleo do reservatório e, por conseguinte, da produção de óleo no campo de Libra, as capacidades dos sistemas de geração de energia elétrica, turbocompressão e de tocha são mais elevadas do que as dos FPSOs Replicante e Teórico", as estimativas de consumo de gás e de emissões foram feitas considerando dados preliminares de projeto.

O uso de turbocompressores em plantas de grande capacidade de compressão de gás pode ser favorável ao otimizar o uso de espaço no FPSO e a eficiência energética, ao eliminar perdas de transferência de energia elétrica. As estimativas apresentadas consideram diferentes opções de configuração de geração elétrica e turbocompressão. A confirmação desses valores será possível após detalhamento do projeto, o que se dará nas fases seguintes.

O Projeto de FPSO Replicante, por exemplo, já se encontra em construção e/ou possuem FPSOs semelhantes já em operação e, por isso, as estimativas de emissão são mais precisas neste momento.

#### **ESCLARECIMENTO 74:**

*(...) Para as próximas etapas do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal deverão ser apresentadas estimativas de emissão de gases específicas para cada unidade, contemplando as principais fontes. Deverão ser apontadas, ainda, eventuais medidas mitigadoras adotadas pela empresa, bem como propostas de compensação da emissão de gases de efeito estufa.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente da necessidade de apresentação de emissão de gases específicas para cada unidade para as próximas fases do licenciamento ambiental da Etapa 3.

Como medidas associadas, a Petrobras adotará a otimização na fase de comissionamento, a reinjeção de gás excedente nos projetos de DP e a compensação de emissão de gases de efeito estufa para as queimas decorrentes de TLDs e SPAs, aos moldes do já praticado nos processos de licenciamento ambiental anteriores.

#### **ESCLARECIMENTO 75:**

##### *II.2.4.15 – Plano de Comissionamento*

*Foram apresentadas informações sobre o processo de comissionamento das unidades dos DPs de forma geral. Ao descrever a sequência típica de comissionamento foi indicado que “o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias”. Observa-se que, conforme indicado no item “II.2.1.6 – Cronograma Preliminar”, os cronogramas apresentados não refletem este prazo e devem ser revisados.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Os cronogramas revisados são apresentados no Anexo II.2-1 deste documento.

### **ESCLARECIMENTO 76:**

*Foi informado ainda que:*

*“A queima total em tocha estimada para os FPSOs Replicante e Teórico do Etapa 3 durante o comissionamento é de 165 milhões de metros cúbicos em 180 dias, enquanto nos FPSOs de Libra é de 382 milhões de metros cúbicos em 180 dias. O elevado teor de CO<sub>2</sub> no gás produzido, a elevada razão gás/óleo e porte da planta necessária para tratamento da planta dos FPSOs de Libra justificam esta diferença. Após esse período, o volume estimado de queima será em função do Índice de Utilização de Gás (IUGA).”*

*Considera-se que estes valores de queima são extremamente elevados, especialmente as estimativas para o FPSOs de Libra, que são três vezes superiores aos maiores volumes de queima já registrados durante o comissionamento de unidades no Polo Pré-Sal. Solicita-se, portanto, um detalhamento destas estimativas, bem como a revisão dos projetos de modo a reduzi-las.*

**Resposta/Esclarecimentos:** As características do Reservatório de Libra (e do atual Campo de Mero, renomeado após a declaração de comercialidade junto à ANP) requerem que as unidades de produção de óleo e gás natural tenham projetos diferentes quando comparados às unidades já em operação na Bacia de Santos.

Os FPSOs Teóricos previstos para operar os Projetos Piloto de Libra, DP de Libra 2NW e DP de Libra 3NW (atualmente denominados de Mero 1, Mero 2 e Mero 3) possuirão capacidade de compressão de gás de 12.000.000 m<sup>3</sup>/dia de gás, duas vezes maior que a capacidade de compressão de gás do FPSO Replicante, conforme explicitado no Quadro II.2.4.1-3 do Estudo de Impacto Ambiental. Entretanto, a capacidade de processamento de óleo não segue essa mesma proporção, sendo que as vazões dos FPSOs de Libra possuirão capacidade de

180.000 bpd, apenas 20% maior do que a capacidade de processamento de óleo do FPSO Replicante.

A necessidade de uma maior capacidade de compressão advém de características do Reservatório específicas a Libra, notadamente a maior RGO (Razão Gás-Óleo). Assim, para produzir e disponibilizar ao país uma mesma quantidade de óleo, em Libra é necessário produzir e comprimir uma maior quantidade de gás. A maior vazão das unidades de compressão e processamento de gás requerem naturalmente maiores volumes de gás para a estabilização e o ajuste de parâmetros, antes que se possa considerá-las estáveis e comissionadas.

Além disso, outra característica de Libra também a difere das demais áreas e campos: a concentração de CO<sub>2</sub> no gás produzido, que é superior às concentrações de CO<sub>2</sub> nas correntes de gás das FPSOs atualmente em operação. Os valores de porcentagem em massa de gases de efeito estufa nas correntes de gás que constam na Tabela II.2.4.14.3-1 do EIA para o Piloto de Libra, DP de Libra 2 NW e DP de Libra 3 NW, devem ser retificados para 61,1% de CO<sub>2</sub> e 21,6% de CH<sub>4</sub>. As porcentagens em volume apresentadas estão corretas. Essas elevadas concentrações não permitem adotar uma medida de otimização comumente adotada em outros projetos nos FPSOs de Libra conforme informado na seção II.2.4.15.1 do EIA:

“ De modo a reduzir o tempo requerido para o início da injeção de gás, está sendo considerado para o Projeto Etapa 3 que as etapas referentes à remoção de CO<sub>2</sub> do gás produzido, onde aplicável, somente serão comissionadas a posteriori, antes da exportação do gás.”

Exige-se algumas alterações na sequencia típica de comissionamento conforme também apresentado na seção II.2.4.15.1, e aqui reproduzida:

“No caso do Piloto de Libra e dos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW, a concentração de CO<sub>2</sub> no gás produzido, de acordo com dados de reservatórios preliminares, não permite o consumo como gás combustível diretamente. É necessário comissionar o sistema de remoção de CO<sub>2</sub> para tornar o gás produzido em gás capaz de ser consumido pelos diversos consumidores no FPSO. Assim, a sequência prevista de comissionamento para os FPSOs de Libra é:

- Sistema de separação

- Sistema de tratamento e armazenamento do óleo
- Sistema de compressão principal
- Sistema de remoção de H<sub>2</sub>S do gás, onde aplicável
- Sistema de desidratação
- Sistema de ajuste do ponto de orvalho de hidrocarbonetos
- Sistema de remoção de CO<sub>2</sub>
- Sistema de compressão de CO<sub>2</sub>
- Sistema de gás combustível
- Sistema de compressão de gás para injeção
- Sistema de recuperação de vapores.”

Na seção II.2.4.15.2 do EIA, cita-se que: “A queima total em tocha estimada para os FPSOs Replicante e Teórico do Etapa 3 durante o comissionamento é de 165 milhões de metros cúbicos em 180 dias, enquanto nos FPSOs de Libra é de 382 milhões de metros cúbicos em 180 dias.” Os valores informados nesta frase são preliminares, baseados em dados de projeto conceitual e cuja precisão poderá ser melhorada durante o projeto de cada FPSO e apresentada em momento oportuno ao IBAMA, bem como à ANP. De qualquer forma, apresenta-se abaixo a estimativa disponível neste momento para a movimentação de gás e queima no início da operação dos FPSOs de Libra.

**Tabela 8** – Dados preliminares de movimentação de gás para os FPSOs de Libra

DIAS (APÓS 1º ÓLEO)	PRODUÇÃO	APROVEITAMENTO DE GÁS			QUEIMA	IUGA
	GÁS	INJEÇÃO	CONSUMO	TOTAL		
	(MIL SM³/D)	(MIL SM³/D)	(MIL SM³/D)	(MIL SM³/D)	(MIL SM³/D)	%
0 a 30	2100	0	0	0	2100	0
31 a 60	3300	0	0	0	3300	0
61 a 90	2883	0	333	333	2550	12
91 a 120	5733	2973	600	3573	2160	62
121 a 150	9267	6877	1000	7877	1390	85
151 a 180	9267	7062	1000	8062	1205	87
181 a 210	12000	9800	1000	10800	1200	90
211 a 240	12000	10400	1000	11400	600	95
241 a 270	12000	10640	1000	11640	360	97

A necessidade de gás para comissionamento de cada unidade de compressão ou processamento é definida a partir da capacidade nominal dessa mesma unidade. Conforme citado acima, as capacidades de compressão e processamento de gás produzido dos FPSOs de Libra são duas vezes maiores do que as demais unidades. Juntando-se ao fato da maior limitação em otimização de sequência de comissionamento, as estimativas preliminares para queima de gás durante a fase inicial de produção resultam em 382 milhões de metros cúbicos.

A Petrobras entende que com o detalhamento do projeto do FPSO será possível otimizações no planejamento das atividades de comissionamento, bem

como estimativas mais precisas para a necessidade de queima de gás e da emissão de gases de efeito estufa.

**ESCLARECIMENTO 77:**

*II.2.4.16 – Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás*

*(...) Em relação ao escoamento de gás, a PETROBRAS destaca que, atualmente, existem duas rotas disponíveis para o continente: a Rota 1, que se destina à Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba; e a Rota 2, que tem seu ponto final na Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé/RJ.*

*Considerações a respeito da necessidade de utilização da Rota 3, ainda em licenciamento, que será destinada à futura Unidade de Tratamento de Gás do COMPERJ, em Itaboraí/RJ, foram realizadas ao longo desta análise. A PETROBRAS deve dirimir todas as dúvidas suscitadas relativamente a este canal de escoamento.*

*Quanto a esta capacidade de escoamento, foi informado que a previsão para a entrada em operação da Rota 3 seria o ano de 2020. Até lá, a empresa garante conseguir escoar o gás pelas Rotas 1 e 2 e, em caso de produção superior à capacidade de exportação, reinjetá-lo.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A resposta a este questionamento consta no Esclarecimento 15.

**ESCLARECIMENTO 78:**

*II.2.4.17 – Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores*

*As operações de alívio para escoamento são realizadas por navios aliviadores, como mencionado anteriormente. Cabe ressaltar que estes navios podem realizar mais de um alívio por viagem.*

*Os terminais para os quais o óleo pode ser destinado foram apresentados ao longo desta análise. Como ilustração, a PETROBRAS apresentou a “Tabela II.2.4.17-1”, que traz um histórico de operações de alívio realizadas no Polo Pré-*

*Sal da Bacia de Santos no período de junho/2014 a dezembro/2015. Solicita-se que estas informações sejam complementadas com dados atualizados referentes aos anos de 2016 e 2017, considerando o aumento do número de unidades marítimas que entraram em operação neste período e, conseqüentemente, do número destas operações de alívio.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Abaixo é apresentada a complementação da Tabela II.2.4.17-1 do EIA com os dados das operações de alívio realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de janeiro/2016 a dezembro/2017.

**Tabela 9** – Operações de alívio realizadas no Polo Pré-sal da Bacia de Santos de jan/16 a dez/17

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (M³)	CARGA POR DESTINO (M³)	DESTINO
Cidade de Angra dos Reis	Piloto de Lula	81	9.326.996,98	4.728.893,56	Exportação
				1.835.962,97	Angra dos Reis (RJ) e Exportação
				622.426,74	Angra dos Reis (RJ)
				1.747.591,92	São Sebastião (SP)
				111.648,00	São Francisco do Sul (SC)
				110.146,43	Ilha D'Água (RJ)
				170.327,36	Suape (PE)
Cidade de São Paulo	Piloto de Sapinhoá	126	13.666.672,05	7.497.749,25	Exportação
				3.468.186,99	São Sebastião (SP)
				1.133.395,50	Tramandaí (RS)
				677.230,90	Madre de Deus (BA)
				727.739,28	São Francisco do Sul (SC)
				162.370,13	Angra dos Reis (RJ)
Cidade de Paraty	Piloto de Lula Nordeste	126	12.816.836,90	6.215.830,87	Exportação
				2.103.632,63	Angra dos Reis (RJ) e Exportação
				1.412.127,55	Angra dos Reis (RJ)
				1.764.676,88	São Sebastião (SP)
				367.517,01	São Francisco do Sul (SC)
				296.058,58	Madre de Deus (BA)
				575.082,24	Tramandaí (RS)
				81.911,14	Ilha D'Água (RJ)
Cidade de Mangaratiba	DP de Lula - Área de Iracema Sul	125	14.638.879,81	5.434.883,26	Exportação
				4.398.145,33	Angra dos Reis (RJ)
				3.795.333,55	São Sebastião (SP)
				266.010,84	Tramandaí (RS)

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (M³)	CARGA POR DESTINO (M³)	DESTINO
				384.288,84	São Francisco do Sul (SC)
				247.640,38	Madre de Deus (BA)
				112.577,61	Ilha D'Água (RJ)

Cidade de Ilhabela	DP Sapinhoá Norte	129	13.875.235,92	7.832.691,75	Exportação
				3.474.625,35	São Sebastião (SP)
				592.286,82	Madre de Deus (BA)
				1.033.058,90	São Francisco do Sul (SC)
				98.989,10	Angra dos Reis (RJ) e Exportação
				264.078,20	Angra dos Reis (RJ)
				500.860,20	Osório (RS)
				78.645,60	Suaape (PE)
Cidade de Itaguaí	DP de Lula - Área de Iracema Norte	126	13.979.007,12	7.909.917,19	Exportação
				3.706.326,51	São Sebastião (SP)
				584.790,01	Angra dos Reis (RJ)
				319.597,96	Ilha D'Água (RJ)
				444.998,20	Ilha Grande (RJ)
				595.290,81	São Francisco do Sul (SC)
				109.994,80	Osório (RS)
				308.091,64	Tramandaí (RS)
Cidade de Maricá	DP de Lula Alto	113	12.384.133,66	6.795.643,51	Exportação
				1.903.008,93	São Sebastião (SP)
				620.294,90	São Sebastião (SP) e Exportação
				2.165.606,90	Angra dos Reis (RJ) e Exportação
				79.871,82	Angra dos Reis (RJ)
				185.800,28	Tramandaí (RS)
				358.934,91	São Francisco do Sul (SC)
				190.004,29	Ilha D'Água (RJ)
Cidade de Saquarema	DP Lula Central	84	9.215.430,02	84.968,12	Osório (RS)
				2.911.343	Exportação
				1.724.434	São Sebastião (SP)
				309.890	São Sebastião (SP) e Exportação
				1.946.496	Angra dos Reis (RJ) e Exportação
				1.882.091,62	Angra dos Reis (RJ)
				197.680	São Francisco do Sul (SC)
				159.094	São João da Barra (RJ)
Cidade de Caraguatatuba	DP Lapa Nordeste	26	2.061.691,30	84.401,49	Madre de Deus (BA)
				906.633,57	Exportação
Cidade de São Vicente	SPA de Sépia	15	537.241,00	1.155.057,73	São Sebastião (SP)
				234.964	Ilha D'Água (RJ)
				64.889	São Francisco do Sul (SC)
				19.917	Madre de Deus (BA)
Cidade de São Vicente	SPA de Itapu	15	542.906,57	217.471	São Sebastião (SP)
				157.992,79	Ilha D'Água (RJ)
				315.469,09	Madre de Deus (BA)
				39.953,81	São Francisco do Sul (SC)
Dynamic Producer	SPA de Búzios 2	2	74.483,00	29.490,88	São Sebastião (SP)
				74.483	Madre de Deus (BA)



Dynamic Producer	SPA de Búzios 4	15	519.072,00	327.908	Ilha D'Água (RJ)
				71.850	Tramandaí (RS)
				119.314	São Sebastião (SP)
P-66	DP Lula Sul	15	1.523.990,25	780.669,41	São Sebastião (SP)
				285.414,55	Exportação
				160.007,35	Angra dos Reis (RJ)
				198.616,85	São Francisco do Sul (SC)
				99.282,09	Tramandaí (RS)

**ESCLARECIMENTO 79:***II.2.4.18 – Perspectivas e Planos de Expansão da Produção*

*A PETROBRAS não mencionou a previsão de licenciamento ambiental de nova etapa para o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Solicita-se que a empresa confirme se, atualmente, não existem expectativas voltadas para o planejamento e implementação de uma nova etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos nos próximos anos, considerando que foram apontadas como perspectivas de expansão, basicamente, as interligações de novos poços, para as quais, ressalta-se, deverão ser requisitadas as devidas anuências.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Com os resultados obtidos pela Petrobras sobre as 2ª e 3ª rodadas de partilha, somados aos resultados da 15ª rodada de licitações de blocos de concessão, com os possíveis resultados favoráveis da 4ª rodada de partilha marcada para junho/2018 e, abrem-se novas frentes de trabalhos exploratórios, cujos resultados poderão requerer, nos próximos anos, necessidade de novo processo de licenciamento ambiental no Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

**ESCLARECIMENTO 80:***II.2.4.20 – Estimativa da criação de novos postos de trabalho*

*A PETROBRAS apresentou, em linhas gerais, o perfil dos trabalhadores dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, não havendo informações concretas a respeito da efetiva abertura de postos de trabalho, com a empresa destacando que nas*

*etapas de planejamento e instalação não haverá a criação de novos postos de trabalho. Por sua vez, na etapa de operação, a expectativa seria da criação de cerca de 4.000 novos postos de trabalho nas unidades afretadas. Contudo, a PETROBRAS afirma que “Nessas unidades, a mão de obra é contratada pelas empresas responsáveis pela operação, sem interferência da PETROBRAS, podendo ser contratados inclusive colaboradores estrangeiros” e que “Outros 1.500 profissionais próprios serão remanejados de outros projetos da PETROBRAS, portanto não está prevista a realização de concurso público”. Foi também ressaltada a necessidade de especialidade nas funções, o que possivelmente dificulta a disponibilização de vagas. Solicita-se que a PETROBRAS justifique este número total de 5.500 profissionais atuando nas unidades afretadas considerando o POB (People on Board) previsto para as mesmas.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Esclarece-se que considerando a totalidade de plataformas esperadas para atendimento ao Projeto Etapa 3, foram consideradas (para fins de cálculo da mão de obra) duas plataformas afretadas para os projetos de curta duração e 12 unidades para os projetos de longa duração sendo que, dessas 12, duas são unidades próprias, cuja mão de obra é formada por profissionais concursados da Petrobras. Para as 12 plataformas afretadas, a contratação da mão de obra não tem a influência da Petrobras.

Para empregados próprios, é obrigatório ter nacionalidade brasileira ou portuguesa e, em caso de nacionalidade portuguesa, estar amparado(a) pelo estatuto de igualdade entre brasileiros e portugueses, com reconhecimento de direitos e obrigações civis e de gozo de direitos políticos, nos termos do parágrafo 1º, artigo 12, da Constituição Federal e do Tratado de Amizade, Cooperação e Consulta, promulgado no Brasil por meio do Decreto nº 3.927/2001.

O quantitativo previsto para cada unidade considera a capacidade máxima de alojamento, o que também pode ser entendido como POB (*people on board*). No entanto, uma vez que os colaboradores trabalham sob regime de embarque e se revezam, o número total de profissionais relacionados a cada empreendimento é superior. Diante disso, para atuação exclusiva nas plataformas do Projeto Etapa 3, estima-se que 632 serão empregados próprios da Petrobras, sejam realocados de

outras áreas da empresa que estão sendo desmobilizadas, sejam oriundos de concurso público (em menor escala). Ligados diretamente à cada gerência de operação de uma plataforma própria são estimados cerca de 250 colaboradores. Em plataformas afretadas, também há a participação de empregados próprios, principalmente para fiscalização das atividades, o que se dá em uma escala menor.

Dessa forma:

$$\begin{aligned} & \textit{Total de empregados próprios exclusivos para plataformas do Etapa 3} \\ &= 250 (\textit{gerência de operação plataformas próprias}) * 2 \textit{UEPS} \\ &+ 132 (\textit{fiscalização afretadas}) = \mathbf{632} \end{aligned}$$

Em relação às plataformas afretadas, espera-se a criação de em torno de 3600 novos postos de trabalho, sendo cerca de 300 colaboradores em cada plataforma:

$$\textit{Total de colaboradores para plataformas afretadas} = 300 * 12 \textit{UEPS} = \mathbf{3600}$$

Para a elaboração do EIA, na contabilização da totalidade de postos de trabalho, foram considerados também os quantitativos estimados para as áreas de apoio operacional e áreas corporativas, que se envolvem na operação das plataformas marítimas, mas não de forma exclusiva ao Etapa 3. Ressalta-se, nesse sentido, que há outros empregados próprios que atuam nas gerências de apoio operacional, tal como a gerência de Meio Ambiente da UO-BS que, a título de exemplo, conta hoje em seu corpo técnico com 22 profissionais dedicados à gestão ambiental da Bacia de Santos, os quais também não tem dedicação exclusiva à área do Pré-sal. Além das áreas de apoio operacional, destaca-se a participação das áreas corporativas da empresa, tornando bastante difícil fazer uma estimativa precisa de profissionais envolvidos para a viabilização e desenvolvimento dos empreendimentos deste licenciamento.

De toda forma, para fins de avaliação de impacto ambiental, conclui-se que são mais relevantes os números incorporados nessa resposta (632 empregados próprios e 3600 colaboradores atuantes em afretadas, sem influência da

Petrobras), pois os mesmos se dedicarão exclusivamente aos empreendimentos descritos no Projeto Etapa 3.

### **ESCLARECIMENTO 81:**

#### *II.3 – Análise das Alternativas*

*Considerando as limitações ao escoamento de toda a produção de gás evidenciadas no item anterior, registra-se que ao discutir a “Hipótese de Não Execução do Projeto”, o EIA indicou que “a principal justificativa econômica para implantação da atividade em estudo é a favorável expectativa de sucesso na exploração de óleo e gás (...). Em relação à oferta de gás natural no Brasil, vale ainda destacar que este é um recurso disponibilizado, principalmente via importação. Logo, é preciso aumentar sua participação brasileira nesta matriz energética e estimular sua aderência a um programa estruturado e rentável de termoelectricidade. Nesse contexto, o país busca hoje reduzir a dependência externa em relação ao gás natural, através do aumento da oferta proveniente da produção brasileira”.*

*Esta afirmação deixa clara a importância de que o empreendimento tenha uma solução para o aproveitamento eficiente do gás associado.*

*Assim, diante das informações prestadas no item anterior, solicita-se que a PETROBRAS discuta neste item as alternativas a respeito do destino do gás natural no campo de Libra, uma vez que a empresa afirma que, a princípio, todo o gás será reinjetado, mas que há estudos sobre as possibilidades quanto ao seu escoamento. A empresa também deve discutir as alternativas para o escoamento do gás da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, considerando eventuais problemas que possam existir no licenciamento ambiental do Gasoduto Rota 3 e /ou da Unidade de Tratamento de Gás do COMPERJ e que provoquem atrasos na entrada em operação destes empreendimentos ou mesmo sua inviabilidade.*

**Resposta/Esclarecimentos:** O escoamento de gás dos Projetos de DP licenciados pelo Projeto Etapa 3 se dará por conexão das unidades de produção

aos gasodutos troncos Rota 1, Rota 2 e Rota 3, estando o último em processo de licenciamento.

O gás escoado pelo Programa Rota 1 encontra-se em operação, sendo levado à UTGCA.

O gasoduto Rota 2 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS), que entrou em operação em março de 2016, viabiliza o escoamento do gás para Cabiúnas (TECAB), onde é tratado, processado e comercializado. Para isto, o TECAB passou por adequações para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além da ampliação da capacidade de processamento de gás natural.

O gasoduto Rota 3 consiste na interligação dos projetos do Pré-Sal ao COMPERJ, contendo como trecho principal o gasoduto submarino interligando o campo de Búzios ao município de Maricá e o gasoduto terrestre interligando Maricá ao COMPERJ. O gás será processado em Unidades de Processamento de Gás no COMPERJ. A previsão de entrada em operação da UPGN do COMPERJ é em 2020.

Juntos, os gasodutos tronco Rota 1, 2 e 3, quando em plena capacidade, permitirão o escoamento e processamento de 44 MMm<sup>3</sup>/d de gás proveniente do PPSBS.

Ressalta-se que até a data de entrada total em operação da UPGN do COMPERJ, o escoamento do gás dos DPs será feito pelos gasodutos Rota 1 e Rota 2, que já se encontram em operação. Caso o volume de gás produzido a ser exportado pelos Projetos de DP ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado nos reservatórios.

De forma a superar as limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos foram realizados estudos com o objetivo de reduzir o impacto causado na curva de óleo. Com isto, em 26/08/2016, a Petrobras obteve Autorização de Operação (AO) da ANP para aumento do escoamento de gás no Gasoduto Rota 2 de 13 MM m<sup>3</sup>/d para 16 MM m<sup>3</sup>/d e está previsto para 2018 o aumento provisório do escoamento de gás no Gasoduto Rota 2 de 16 MM m<sup>3</sup>/d para 20 MM m<sup>3</sup>/d, com a implantação do trecho profundo do Gasoduto Rota 3 (Loop do Rota 3). Esse aumento provisório depende de autorização da ANP e IBAMA.

Caso haja postergação na entrada em operação da Rota 3, este impacto será também mitigado através de reinjeção do gás produzido. Todavia, o eventual atraso do licenciamento do Gasoduto Rota 3 poderá impactar na curva de óleo.

A respeito da área de Libra, ressalta-se que a premissa inicial de projeto é a reinjeção total do gás.