
Sistema de Produção, Coleta e Escoamento de Petróleo e Gás Natural, Polos Pampo e Enchova, Bacia de Campos

Estudo Complementar

2 - Caracterização da Atividade

Processo Nº 02022.000198/2020-51

Preparado Por	Preparado Para
BMP Ambiental Ltda. Av. Almirante Barroso, 81, Sala 33B108 Centro, Rio de Janeiro, RJ 20031-0004 Tel: (21) 2151-1653 bmpambiental.com.br	Trident Energy do Brasil Ltda. Av. República do Chile, 330, Bl. 1, 22º andar Centro, Rio de Janeiro, RJ 20031-170 trident-energy.com
Fevereiro 2020	Revisão 00

ÍNDICE

2 - Caracterização da Atividade.....	1/28
2.1 - Apresentação.....	1/28
2.1.1 - Localização e Limites.....	2/28
2.2 - Descrição da Atividade	2/28
2.2.1 - Campos de Pampo e Biculo.....	3/28
2.2.1.1 - Desenvolvimento da Produção.....	4/28
2.2.1.2 - Atividades de Desenvolvimento	5/28
2.2.1.3 - Previsão de Produção	7/28
2.2.1.4 - Intervenções	7/28
2.2.1.5 - Estado Atual dos Poços	8/28
2.2.1.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção	8/28
2.2.1.7 - Cronograma de Atividade.....	9/28
2.2.1.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento.....	9/28
2.2.2 - Campos de Linguado e Badejo.....	10/28
2.2.2.1 - Desenvolvimento da Produção.....	10/28
2.2.2.2 - Atividades de Desenvolvimento	11/28
2.2.2.3 - Previsão de Produção	11/28
2.2.2.4 - Intervenções	12/28
2.2.2.5 - Estado Atual dos Poços	12/28
2.2.2.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção	13/28
2.2.2.7 - Cronograma de Atividade.....	13/28
2.2.2.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento.....	13/28
2.2.3 - Campos de Marimbá e Piraúna.....	14/28
2.2.3.1 - Desenvolvimento da Produção.....	14/28
2.2.3.2 - Atividades de Desenvolvimento	15/28
2.2.3.3 - Previsão de Produção	17/28
2.2.3.4 - Intervenções	17/28
2.2.3.5 - Estado Atual dos Poços	17/28
2.2.3.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção	18/28
2.2.3.7 - Cronograma de Atividade.....	18/28
2.2.3.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento.....	19/28



2.2.4 - Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha	19/28
2.2.4.1 - Desenvolvimento da Produção	20/28
2.2.4.2 - Atividades de Desenvolvimento.....	21/28
2.2.4.3 - Previsão de Produção	23/28
2.2.4.4 - Intervenções.....	24/28
2.2.4.5 - Estado Atual dos Poços	24/28
2.2.4.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção	25/28
2.2.4.7 - Cronograma de Atividade.....	25/28
2.2.4.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento	26/28
2.2.5 - Identificação e Descrição da Infraestrutura de Apoio.....	26/28
2.2.5.1 - Base de Apoio Terrestre.....	26/28
2.2.5.2 - Base de Apoio Aéreo	27/28

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Previsão de produção de óleo, gás e água dos Campos de Pampo e Bicudo	7/28
Figura 2-2 - Previsão de produção de óleo, gás e água dos Campos de Badejo e Linguado	12/28
Figura 2-3 - Previsão de produção de óleo, gás e água nos Campos de Marimbá e Piraúna.	17/28
Figura 2-4 - Previsão de produção de óleo, gás e água nos Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha.....	24/28
Figura 2-5 - Porto do Açú.....	27/28
Figura 2-6 - Aeroporto de Macaé (Fonte: Folha de São Paulo).....	28/28

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 2-1 - Localização dos Polos Pampo e Enchova

Mapa 2-2 - Detalhe das estruturas submarinas



2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

2.1 - APRESENTAÇÃO

Os Polos Pampo e Enchova consistem em 10 campos produtores localizados em águas rasas da Bacia de Campos. No primeiro semestre de 2017, por meio de 59 poços e sete plataformas (duas fixas e cinco flutuantes), esses dois Polos juntos produziram 38.732 boe/d (PETROBRAS, 2017).

Encontram-se operantes as seguintes unidades de produção: no Polo Pampo, a plataforma PPM-1 (fixa), localizada no Campo de Pampo; e, no Polo Enchova, as plataformas P-08 (semisubmersível), localizada no Campo de Marimbá, e PCE-1 (fixa), localizada no Campo de Enchova. A P-65, também localizada no Campo de Enchova, é uma unidade flutuante de processamento e transferência de óleo de tipo semisubmersível, para tratamento do petróleo e descarte da água produzida.

Além das quatro unidades de produção supramencionadas, também fazem parte dos ativos dos Polos Pampo e Enchova todos os poços fechados (abandono temporário) e em operação, linhas e componentes submarinos associados e os seguintes dutos de exportação, incluindo seus trechos terrestres até os respectivos pontos de contato com outros ativos da PETROBRAS:

- Oleoduto PCE-1-Barra do Furado - Ponto A;
- Gasoduto PCE-1-Cabiúnas – TECAB (“Enchovão”); e
- Gasoduto PPM-1-Barra do Furado – Ponto A (“Pampinho”).

Os sistemas de produção desses polos não passaram por licenciamento regular, tendo sido incluídos, para fins de regularização, no Termo de Compromisso, assinado em 1999, que foi substituído pelo Termo de Ajustamento de Conduta (TAC-BC), assinado em 2002. Em 31.10.2017, o Polo Pampo (PPM-1) recebeu a Licença de Operação (LO) Nº 1409/2017, válida até 23.10.2022 (Processo nº 02001.124307/2017-77). As plataformas P-08 e PCE-1, no Polo Enchova, por outro lado, não foram contempladas até o momento com uma LO, de forma que continuam operando respaldadas pelo TAC-BC (Processo Nº 02022.008099/2002-35). A plataforma P-65, também no Polo Enchova, é a única desse polo que passou por licenciamento ambiental regular e opera por meio da LO Nº 1475/2019 – 1ª Retificação, válida até 29.01.2024 (Processo Nº 0222.000568/2001-97).

A TRIDENT Energy do Brasil Ltda. ("TEB") assinou, no âmbito do Plano de Desinvestimento da Petróleo Brasileiro S.A. ("PETROBRAS") (Projeto Ártico 1), contrato para a cessão e transferência de 100% dos direitos e obrigações da PETROBRAS dos 10 Contratos de Concessões dos campos que constituem os Polos de Pampo (Campos de Pampo, Linguado, Badejo e Trilha) e Enchova (Campos de Enchova, Piraúna, Marimbá, Bonito, Bicudo e Enchova Oeste), localizados na Bacia de Campos.

Após a formalização do pedido de transferência das licenças ambientais pela TEB no IBAMA, foi aberto o processo administrativo Nº 02022.000198/2020-51 e emitido, no âmbito desse processo, o Ofício Nº 19/2020/COPROD/CGMAC/DILIC, que dá as diretrizes para subsidiar tal processo de transferência no qual especifica, em seu 3º parágrafo, que Caracterização da Atividade deve ser revisada e atualizada.

A TEB, como operadora dos Polos Pampo e Enchova, pretende estender a produção do sistema até 2052 e, para tanto, realizará algumas alterações e melhorias no procedimento operacional em voga, de forma a aumentar a produção e estender a vida útil dos ativos.

Dessa forma, esse Capítulo 2 apresenta as principais atividades a serem implantadas pela TEB como operadora dos polos e que trazem alteração ao modelo operacional que vinha sendo empregado pela PETROBRAS.

Ressalta-se que as plataformas P-07, P-12 e P-15, os poços definitivamente abandonados, assim como as áreas de Almoxarifado Submarino, continuarão sendo propriedade e responsabilidade da PETROBRAS, não constando, portanto, desse processo de licenciamento.

2.1.1 - Localização e Limites

O mapa com a localização dos Polos Pampo e Enchova e das plataformas objeto desse licenciamento (**Mapa 2-1**) e o mapa de detalhe das estruturas submarinas (**Mapa 2-2**) encontram-se ao final deste Capítulo.

2.2 - DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE

Com a finalidade de maximizar o valor para todas as partes interessadas, e dadas as instalações de produção compartilhadas, a TEB considera os Campos de Enchova, Piraúna, Marimbá, Bonito,

¹ O Projeto Ártico (Processo Nº 02001.029098/2018-30), apresentado pela PETROBRAS ao IBAMA em 04.04.2018, prevê a venda de campos de produção maduros em águas rasas, contemplando 30 concessões agrupadas em sete polos, dentre esses, os Polos de Pampo e Enchova.



Bicudo e Enchova Oeste (Polo Enchova) e Pampo, Linguado, Badejo e Trilha (Polo Pampo) como uma única unidade operacional (Cluster de Enchova-Pampo).

Ao fazê-lo, as eficiências operacionais, as instalações e os aprendizados podem ser aplicados em todo o ativo, maximizando o valor agregado e, em última análise, maximizando a recuperação de petróleo e gás.

A descrição das atividades previstas pela TEB para o desenvolvimento da produção dos polos também prevê ações em conjunto para os campos que compartilham uma mesma unidade de produção, conforme previsto na Resolução ANP Nº 17/2015 em seu art. 3º, § 3º. O plano de desenvolvimento da produção dos polos também foi elaborado nos termos do Anexo III da Resolução ANP Nº 17/2015, considerando a nova definição de “*campo de pequena produção*”, introduzida pela Resolução ANP Nº 749/2018.

Dessa forma, são apresentadas as atividades previstas para o desenvolvimento da produção dos seguintes conjuntos de campos produtores do *cluster* Enchova-Pampo:

- Pampo e Bicudo;
- Linguado e Badejo;
- Marimbá e Piraúna; e
- Enchova, Enchova Oeste, Bonito e Trilha.

2.2.1 - Campos de Pampo e Bicudo

O Campo de Pampo, cuja produção foi iniciada em 1980, ocupa uma área de 145,55 km² e localiza-se na porção centro-sul da Bacia de Campos, em lâmina d'água que varia de 100 a 500 m. Limita-se a norte com os Campos de Linguado e Bicudo e, a oeste, com o Campo de Linguado.

O óleo de Pampo é tratado pela plataforma PPM-1 é escoado por um duto de 16” de diâmetro e 12.400 m de comprimento até a plataforma PCE-1, no Campo de Enchova, onde se junta ao duto de exportação da produção desta plataforma. De PCE-1, o óleo segue até o Ponto A (Barra do Furado) por um oleoduto de 24 polegadas, com 82.200 metros.

A produção de gás da plataforma de PPM-1 não é suficiente para atender às necessidades de consumo interno e perdas da plataforma, sendo necessário importar gás da malha Centro-Sul de escoamento de gás, através do equipamento MSGA-EN, localizado no Campo de Enchova. O equipamento MSGA-EN permite diversos alinhamentos para o escoamento do gás, unindo a

produção das plataformas P-08 (Marimbá) e PCE-1 (Enchova, Bonito e Enchova Oeste) e o ponto de destino do gás, o Terminal de Cabiúnas (TECAB), seja através de um gasoduto direto, de 18 polegadas e 113.101 m de comprimento, ou via gasoduto de 12 polegadas, com 82.200 m de comprimento até o Ponto A (Barra do Furado).

A plataforma PPM-1 é uma plataforma de produção fixa, habitada, do tipo jaqueta lançada no ano de 1984 em lâmina d'água de 115 m. Possui capacidade de processamento primário de petróleo de 39.627 bpd e capacidade de compressão de gás instalada de 1.900.000 Nm³/d, não possuindo sistema de armazenamento de petróleo.

A Petrobras 65 (P-65) é uma unidade flutuante de processamento e transferência de óleo de tipo semissubmersível, para tratamento do petróleo e descarte da água produzida.

O Campo de Bicudo localiza-se na porção sul da Bacia de Campos e limita-se, a norte, com os Campos de Enchova e Enchova Oeste; a sul, com o Campo de Pampo; a leste, com o Campo de Bonito; e, a oeste, com o Campo de Linguado. Ocupa uma área de 44,97 km², em lâmina d'água média de 162 m de profundidade. A produção deste campo foi iniciada em 1982. Atualmente, não há escoamento nesses campos devido ao descomissionamento das unidades de produção.

2.2.1.1 - Desenvolvimento da Produção

O desenvolvimento da produção do Campo de Pampo prevê: (i) o adensamento de malha da zona QM-RJS-40 (Reservatório Quissamã); (ii) o remanejamento do poço 4-BRSA-793-RJS (4-PM-53-RJS) para a plataforma PPM-1; e (iii) a ampliação da capacidade do sistema de tratamento de água da plataforma PPM-1.

Para o Campo de Bicudo é prevista a (i) extensão da vida útil do campo e (ii) a maximização do fator de recuperação.

Também está nos planos da TEB a instalação de um FPSO a cerca de 2,8 km ao sul da plataforma PPM-01 no início de 2024, o que irá garantir a exportação, centralizando o tratamento de fluidos, aumentando a compressão e capacidade de energia, reduzindo o custo operacional, de uma maneira geral, em todas as plataformas.

A TEB, ao finalizar o processo de transferência, somente receberá dados brutos e não interpretados da PETROBRAS e, portanto, investirá tempo e recursos para entender completamente os ativos e garantir seu desenvolvimento otimizado, maximizando a geração de valor para todas as partes interessadas através da/do:



- Reavaliação de todos os dados históricos e, quando necessário, realização de investimentos para adquirir novos dados;
- Aplicação de novas ideias e tecnologia; e
- Foco estrito na segurança, produção e eficiência operacional.

Os estudos se iniciarão pelo Campo de Pampo, em 2020, seguido pelo Campo de Bicudo, no primeiro trimestre de 2022, por conta da elevada sinergia entre os projetos de produção desses campos, que levarão a um acréscimo substancial de eficiência operacional. O objetivo dos estudos no Campo de Bicudo será o de confirmar o potencial de reativação do campo e o de otimizar o plano já firme para reiniciar sua produção em 2025.

No segundo trimestre de 2021, a TEB pretende reprocessar o dado sísmico existente sobre o Campo de Pampo (como parte de um projeto global de reprocessamento especial que incluirá os Campos de Trilha, Badejo e Linguado), com o objetivo de avaliar o dado já adquirido sob a ótica das tecnologias mais atuais de processamento de dados, que dê mais segurança à identificação e mapeamento de estruturas, além de permitir a extração de atributos com maior grau de confiança.

Estudos de oportunidades exploratórias serão também conduzidos com o objetivo de encontrar quaisquer oportunidades como extensões ou compartimentos falhados não perfurados, estruturas não perfuradas e estruturas perfuradas que foram consideradas antieconômicas pela PETROBRAS, que possam ser perfuradas no futuro e vinculadas à rede de produção existente, maximizando a recuperação e prolongando a vida produtiva dos campos. Esses estudos terão início pelo Campo de Pampo, no segundo trimestre de 2021, e, no terceiro trimestre de 2023, serão realizados para o Campo de Bicudo.

2.2.1.2 - Atividades de Desenvolvimento

a) Otimização de Produção

Está prevista a substituição dos sistemas de elevação artificial de sete poços do Campo de Pampo, de *Gas-lift* (GL) para *Electric Submersible Pump* (ESP):

- 2022 – Quatro poços secos (PM-35DP, PM-11D, PM-37D e PM-8D) de elevação artificial de GL para ESP.
- 2024 – Três poços secos (PM-26D, PM-07D e PM-18D) de elevação artificial de GL para ESP.

Outros três poços do Campo de Pampo podem ter seus sistemas de elevação substituídos, a depender dos resultados anteriores e de fatores econômicos nos anos posteriores:

- 2026 – Um poço seco de elevação artificial de GL para ESP.
- 2027 – Dois poços secos de elevação artificial de GL para ESP.

b) Recompletação Behind -Pipe

Um total de cinco oportunidades de recompletação *behind-pipe* foram identificadas e incluídas no planejamento de atividades do Campo de Pampo:

- 2022 – Quatro poços secos (PM-35DP, PM-11D, PM-37D e PM-8D)
- 2024 – Um poço seco (PM-26D)

Dependendo do sucesso desta otimização nestes cinco poços, da melhor caracterização de oportunidades similares e de fatores econômicos, demais operações do tipo podem ser avaliadas e realizadas.

c) Reativação de Poços

Um total de dez reativações firmes estão previstas no cronograma de atividades apresentado para o Campo de Pampo:

- 2021 – Quatro poços secos (PM-40DP, PM-01A, PM-17D e PM-19D)
- 2022 – Um poço seco (PM-35DP)
- 2026 – Um poço submarino (PM-43HA)

Em 2026 há planejamento para outras três reativações contingentes em Pampo, a depender do resultado das atividades anteriores e fatores econômicos.

E, para o Campo de Bicudo:

- 2025 – Quatro poços submarinos (BI-05D, BI-09D, BI-12D e BI-158D)



d) Perfuração de Poços

Oito poços foram definidos para serem perfurados no Campos de Pampo, a partir de 2023. Esse tema, entretanto, será tratado em momento oportuno junto à Cordenação de Exploração – COEXP desta CGMAC/DILIC/IBAMA.

2.2.1.3 - Previsão de Produção

A previsão de produção dos Campos de Pampo e Bicudo é apresentada na **Figura 2-1**, a seguir. Verifica-se que é esperado um pico de produção em 2026 para óleo e gás, com declínio a partir de 2030 e estabilização da produção até a sua finalização entre 2048 e 2052.

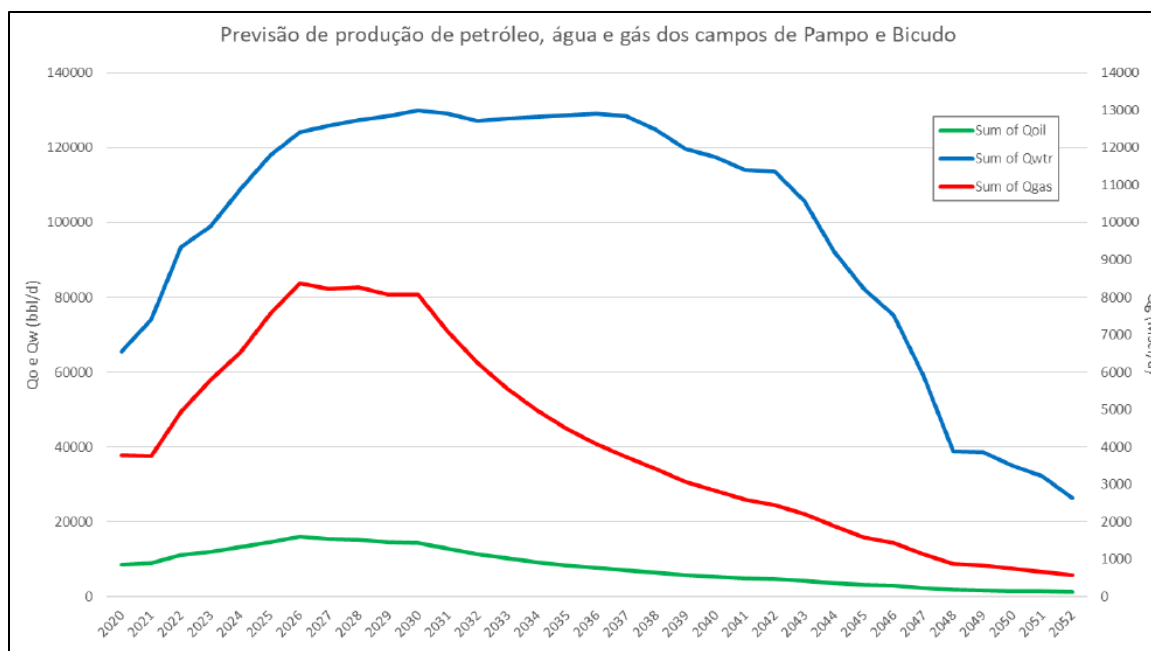


Figura 2-1 - Previsão de produção de óleo, gás e água dos Campos de Pampo e Bicudo

2.2.1.4 - Intervenções

As intervenções previstas nos Campos de Pampo e Bicudo são: otimização da produção, recompletação *behind-pipe*, reativação de poços e perfuração de poços, conforme já descrito no item 2.2.1.2.

2.2.1.5 - Estado Atual dos Poços

Nos Campos de Pampo e Bicudo há 82 e 45 poços, respectivamente. Desses poços, 45 em Pampo estão abandonados permanentemente e 20 fechados, enquanto que em Bicudo, 36 estão abandonados permanentemente e nove fechados. Os poços abandonados permanentemente serão de competência da PETROBRAS. Quanto aos 29 poços fechados desses campos, para 19 deles a possibilidade de retorno será avaliada pela TEB e, caso haja inviabilidade técnica e/ou econômica, serão abandonados permanentemente. Para outros 10, seis em Pampo e quatro em Bicudo, há previsão de retorno pela TEB, conforme descrito no **item 2.2.1.c - Reativação de Poços**.

Destaca-se que em Pampo há 18 poços produzindo, enquanto que em Bicudo não há nenhum poço nessa condição.

Não existem poços nos Campos de Pampo e Bicudo em abandono temporário.

2.2.1.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção

Com exceção do poço 4-BRSA-793-RJS (4-PM-53-RJS), que se encontra no Campo de Bicudo e possui um plano de interligação à plataforma PPM-1, a produção dos poços desse campo era anteriormente escoada para as unidades estacionárias de produção P-12 e P-07, que enviava sua produção para a PPM-1, onde era realizada o tratamento e enquadramento de seu óleo. Atualmente o Campo de Bicudo não se encontra em produção e as plataformas P-12 e P-07 encontram-se em processo de descomissionamento pela PETROBRAS.

Já a coleta, tratamento e transferência da produção dos poços localizados no Campo de Pampo é realizada pela plataforma PPM-1, que se encontra interligada da seguinte forma:

a) *Completação Molhada (cabeça do poço instalada no leito marinho)*

- Através do *manifold* submarino de produção de Pampo (MSP-PM-1), que atualmente encontra-se interligado aos poços 7-PM-31DA-RJS, 7-PM-32D-RJS, 7-PM-33D-RJS, 3-RJS-159-RJ, 3-RJS-169D-RJ, dos quais apenas o penúltimo encontra-se produzindo;
- Através do *manifold* MSP-BI-B, que produzia o poço 4-BRSA-793-RJS (4-PM-53-RJS), que atualmente está desativado, porém com previsão de interligação diretamente à PPM-1 por meio de linhas flexíveis com uma linha de injeção de gás *lift*, uma linha de produção e um umbilical para controle hidráulico; e
- Diretamente aos poços 3-PM-1A-RJS, 7-PM-43H-RJS, 7-PM-49DB-RJS, 4-RJS-493.



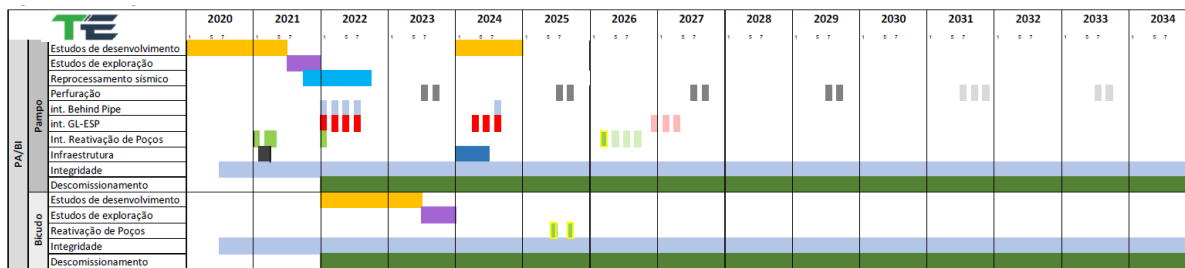
b) Completação Seca (cabeça do poço instalada na plataforma)

- Diretamente aos poços 7-PM-7D-RJS, 7-PM-8D-RJS, 7-PM-11D-RJS, 7-PM-17D-RJS, 7-PM-18D-RJS, 7-PM-21D-RJS, 7-PM-24D-RJS, 7-PM-26D-RJS, 7-PM-28D-RJS, 7-PM-35DP-RJS, 7-PM-37D-RJS, 7-PM-38D-RJS, 7-PM-39H-RJS, 7-PM-40DP-RJS, 7-PM-41HP-RJS, 7-PM-42DP-RJS, 7-PM-45DP-RJS, 7-PM-50HP-RJS, 7-PM-52DP-RJS e 7-PM-55DP-RJS;
- Diretamente aos poços 7-PM-44HP-RJS, 7-PM-9D-RJS e 7-PM-19D-RJS, que produzem quando há disponibilidade suficiente para tratamento de água na planta de processo; e
- Diretamente aos poços 7-PM-14D-RJS e 7-PM-15D-RJS, que se encontram atualmente fechados.

Há uma previsão dois novos poços de completção seca previstos (LOC-P2 e LOC-P3), que serão perfurados a partir das cabeças dos poços 7-PM-34DP-RJS e 7-PM-20D-RJS. Esse tema, entretanto, referente à perfuração, será tratado oportunamente com a COEXP.

2.2.1.7 - Cronograma de Atividade

Apresenta-se, a seguir, o cronograma previsto para o desenvolvimento da produção dos Campos de Pampo e Bicudo.



2.2.1.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento

Atualmente, baseado no estudo da Extensão da Vida Útil das plataformas, há possibilidade de operar a plataforma de PPM-1 até o ano de 2052, porém foram levantados aspectos relacionados à integridade da instalação de superfície e dos sistemas submarinos, que precisarão passar por adequações já planejadas.

Os projetos de infraestrutura e desenvolvimento complementar dos campos ligados à PPM-1 possuem ainda processos internos de aprovação a alcançar e a necessidade de anuência de Órgãos

[Assinatura]

Governamentais para execução. Além disso, ressalta-se que a extensão do contrato de concessão é condição vital para viabilizar tais projetos que hoje, são os principais dentro do portfólio de investimento da TEB.

2.2.2 - Campos de Linguado e Badejo

O Campo de Badejo, cuja produção foi iniciada em 1981, ocupa uma área de 131 km² e localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, em lâmina d'água de cerca de 93 m. Limita-se, a sul, com o Campo de Linguado; a sudeste, com o Campo de Trilha; e, a leste, com o Campo de Enchova Oeste.

O Campo de Linguado localiza-se na porção sul da Bacia de Campos e limita-se, a noroeste, com o Campo de Badejo; a nordeste, com o Campo de Trilha; e, a sudeste, com o Campo de Pampo. Localiza-se em lâmina d'água média de 100 m de profundidade, ocupando uma área de 214,96 km². A produção deste campo foi iniciada em 1981.

Atualmente, não há escoamento nesses campos devido ao descomissionamento das unidades de produção.

2.2.2.1 - Desenvolvimento da Produção

O desenvolvimento da produção dos Campos de Linguado e Badejo prevê: (i) a extensão da vida útil dos campos e (ii) a maximização do fator de recuperação.

A TEB, ao finalizar o processo de transferência, somente receberá dados brutos e não interpretados da PETROBRAS e, portanto, investirá tempo e recursos para entender completamente os ativos e garantir seu desenvolvimento otimizado, maximizando a geração de valor para todas as partes interessadas através da/do:

- Reavaliação de todos os dados históricos e, quando necessário, realização de investimentos para adquirir novos dados;
- Aplicação de novas ideias e tecnologia; e
- Foco estrito na segurança, produção e eficiência operacional.

Os estudos se iniciarão de maneira concomitante, em ambos os campos de Linguado e Badejo, no terceiro trimestre de 2020, por conta da elevada sinergia entre os projetos de produção desses campos, que levarão a um acréscimo substancial de eficiência operacional. O objetivo dos estudos

será o de (i) confirmar o potencial de reativação dos campos e o de (ii) otimizar o plano já firme para reiniciar a produção.

No segundo trimestre de 2021, a TEB pretende reprocessar o dado sísmico existente sobre os campos (como parte de um projeto global de reprocessamento especial que incluirá os campos de Pampo e Trilha).

Estudos de oportunidades exploratórias (“*near field*”) serão também conduzidos com o objetivo de encontrar quaisquer oportunidades como extensões ou compartimentos falhados não perfurados, estruturas não perfuradas e estruturas perfuradas que foram consideradas antieconômicas pela PETROBRAS, que possam ser perfuradas no futuro e vinculadas à rede de produção existente, maximizando a recuperação e prolongando a vida produtiva dos campos. Esses estudos serão iniciados no terceiro trimestre de 2020.

2.2.2.2 - Atividades de Desenvolvimento

a) Perfuração de Poços

Quatro poços contingentes deverão ser perfurados, em 2023 e 2024, a depender do resultado da reavaliação de potencial exploratório e de fatores econômicos. Esse assunto, entretanto, será tratado em momento oportuno junto à Cordenação de Exploração – COEXP desta CGMAC/DILIC/IBAMA.

2.2.2.3 - Previsão de Produção

A previsão de produção dos Campos de Badejo e Linguado é apresentada na **Figura 2-2**, a seguir. Verifica-se que é esperado uma alternância de pico de produção entre 2028 e 2039 para óleo, com declínio a partir de 2040 e estabilização da produção até a sua finalização entre 2048 e 2052.

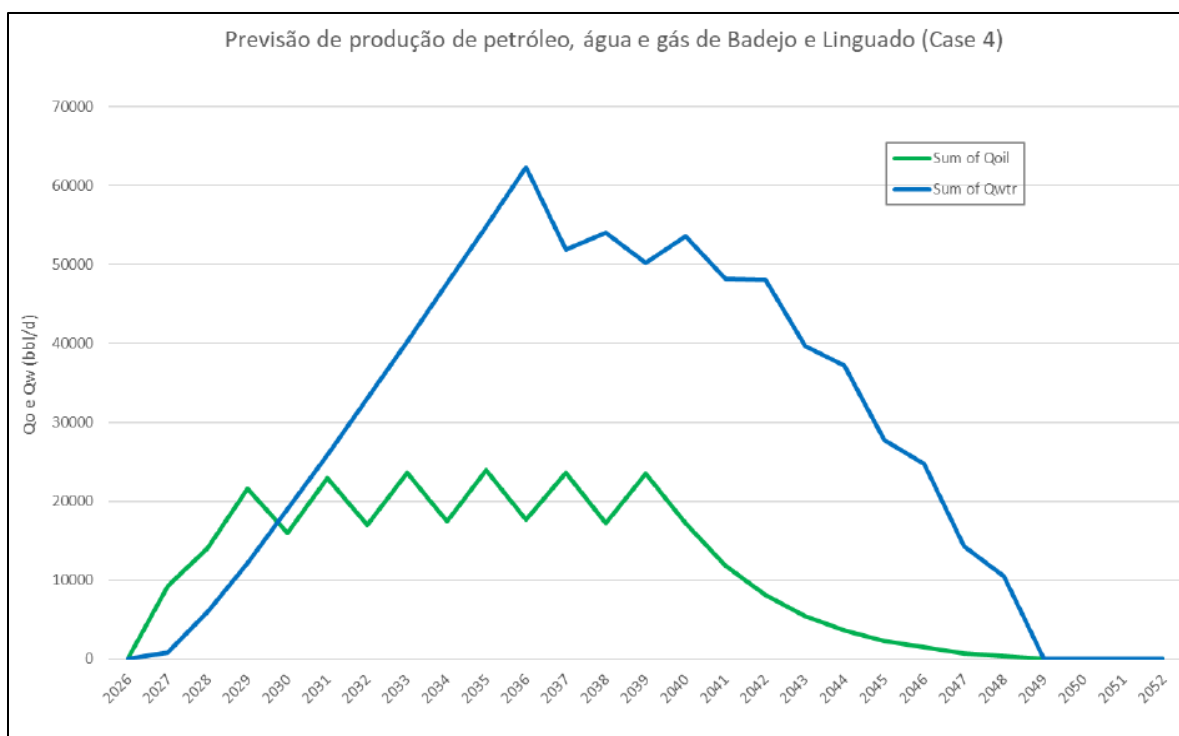


Figura 2-2 - Previsão de produção de óleo, gás e água dos Campos de Badejo e Linguado

2.2.2.4 - Intervenções

Não há intervenções planejadas para os poços de Badejo e Linguado. No entanto, eventualmente serão realizadas intervenções para reestabelecer operação de poços parados ou para realizar abandono definitivo.

Os escopos de intervenção em poços destes campos tratam de, em geral: (i) *heavy workover* para substituir coluna de produção, com alteração ou não da completação inferior; (ii) *light workover* para substituição de árvore de natal molhada (ANM) ou de válvula de gás *lift* com auxílio de equipamento de Arame.

2.2.2.5 - Estado Atual dos Poços

Nos Campos de Badejo e Linguado há 36 e 43 poços, respectivamente. Desses poços, 32 em Badejo estão abandonados permanentemente e quatro fechados, enquanto que em Linguado, 37 estão abandonados permanentemente e seis fechados. Os poços abandonados permanentemente serão

93

de competência da PETROBRAS. Quanto aos 10 poços fechados, a possibilidade de retorno será avaliada pela TEB e, caso haja inviabilidade técnica e/ou econômica, serão abandonados permanentemente.

Não existem poços nos Campos de Badejo e Linguado em abandono temporário.

2.2.2.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção

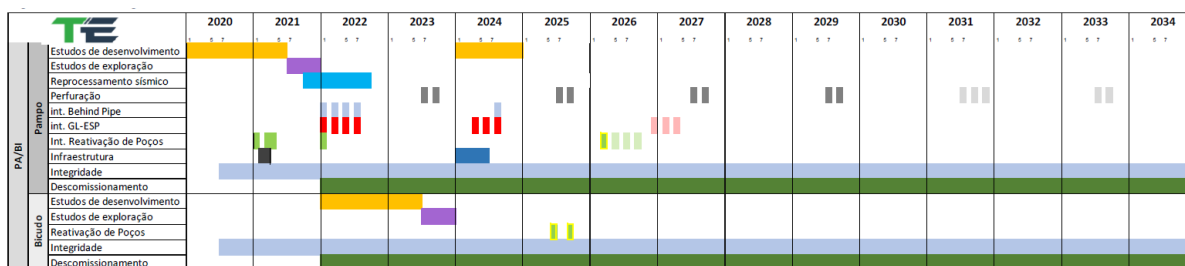
A produção dos poços dos Campos de Linguado e Badejo era anteriormente escoada para a unidade estacionária de produção P-12, que enviava sua produção para a PPM-1, onde era realizado o tratamento e enquadramento de seu óleo.

Atualmente não há produção nesses campos e os sistemas de coleta de produção, assim como o tratamento e transferência da produção destinados a esses campos encontram-se em processo de descomissionamento sob responsabilidade da PETROBRAS.

Há uma previsão de dois novos poços de completação seca previstos (LOC-P2 e LOC-P3), que serão perfurados a partir das cabeças dos poços 7-PM-34DP-RJS e 7-PM-20D-RJS. Esse tema, entretanto, referente à perfuração, será tratado oportunamente com a COEXP.

2.2.2.7 - Cronograma de Atividade

Apresenta-se, a seguir, o cronograma previsto para o desenvolvimento da produção dos Campos de Badejo e Linguado.



2.2.2.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento

O caminho crítico do projeto dos Campos de Badejo e Linguado é o resultado positivo da avaliação de potencial exploratório que servirá como base para o comprometimento com os poços a serem

perfurados em 2023 e 2024. Por sua vez, o resultado positivo dos mesmos implicará na mobilização de uma unidade de produção programada para 2026.

2.2.3 - Campos de Marimbá e Piraúna

O Campo de Marimbá, cuja produção foi iniciada em 1985, possui 126,5 km² de área e localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, a aproximadamente 90 km a sudoeste do cabo de São Tomé, litoral do estado do Rio de Janeiro. Limita-se a norte com o Campo de Corvina; a nordeste, com o Campo de Salema; a leste, com o Campo de Espadarte; a sudoeste, com o Campo de Bonito; e, a oeste, com o Campo de Piraúna. A profundidade da lâmina d'água varia de 320 m a 780 m.

O sistema de escoamento da produção dos poços da área de concessão de produção do Campo de Marimbá inicia na plataforma P-08, onde ocorre o processo de separação líquido/gás. A separação óleo/água ocorre na plataforma P-65, de onde o óleo é escoado para a plataforma PCE-1, para realização da medição fiscal, e de PCE-1 para o Terminal de Cabiúnas (TECAB), passando por Barra do Furado. A água produzida é tratada na plataforma P-65, para enquadramento do teor de óleo e graxa, para posterior descarte no mar.

A plataforma P-08 é uma unidade estacionária de produção do tipo semissubmersível, localizada em lâmina de água de 423 m. Possui capacidade de processamento primário de petróleo de 67.929 bpd e capacidade de compressão de gás instalada de 1.800.000 Nm³/d, não possuindo sistema de armazenamento de petróleo.

O Campo de Piraúna, com 60.984 km² de área, iniciou sua produção em 1983. Localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, limitando-se, a sudeste, com o Campo de Marimbá; a sudoeste, com o Campo de Bonito; e a oeste, com o Campo de Enchova. A profundidade média da lâmina d'água do campo é de 250 m. Atualmente não há escoamento neste campo devido ao descomissionamento das unidades de produção as quais ele estava previamente conectado.

2.2.3.1 - Desenvolvimento da Produção

O desenvolvimento da produção do Campo de Marimbá prevê: (i) manutenção da produção Interligação do poço 7-MA-34D-RJS; (ii) intervenção no poço 7-MA-9D-RJS; (iii) perfuração da locação P1 e (iv) perfuração da locação S-MA-15.

Para Piraúna, para o desenvolvimento da produção está previsto: (i) extensão de vida útil do campo e (ii) maximização do fator de recuperação.

A TEB, ao finalizar o processo de transferência, somente receberá dados brutos e não interpretados da PETROBRAS e, portanto, investirá tempo e recursos para entender completamente os ativos e garantir seu desenvolvimento otimizado, maximizando a geração de valor para todas as partes interessadas através da/do:

- Reavaliação de todos os dados históricos e, quando necessário, realização de investimentos para adquirir novos dados;
- Aplicação de novas ideias e tecnologia; e
- Foco estrito na segurança, produção e eficiência operacional.

Os estudos se iniciarão pelo Campos de Marimbá, no segundo trimestre de 2020, seguido por Piraúna, no terceiro trimestre de 2022. O objetivo dos estudos no Campo de Piraúna será o de (i) confirmar o potencial de reativação dos campos e o de (ii) otimizar o plano já firme para reiniciar a produção em 2025.

Estudos de oportunidades exploratórias (“*near field*”) serão também conduzidos com o objetivo de encontrar quaisquer oportunidades como extensões ou compartimentos falhados não perfurados, estruturas não perfuradas e estruturas perfuradas que foram consideradas antieconômicas pela PETROBRAS, que possam ser perfuradas no futuro e vinculadas à rede de produção existente, maximizando a recuperação e prolongando a vida produtiva dos campos. Esses estudos serão iniciados pelo Campo de Marimbá, no primeiro trimestre de 2022, seguido por Piraúna, no terceiro trimestre de 2024.

2.2.3.2 - Atividades de Desenvolvimento

a) Otimização de Produção

Está no planejamento firme a substituição dos sistemas de elevação artificial de três poços, de *Gas-Lift* (GL) para *Electric Submersible Pump* (ESP):

- 2025 – Um poço submarino (PU-13), do Campo de Piraúna, terá seu sistema de elevação artificial substituído de GL para ESP
- 2026 – Dois poços submarinos (MA-08D e MA-10), do Campo de Marimbá, terão seus sistemas de elevação artificial substituídos de GL para ESP.

Outros dois poços podem ter seus sistemas de elevação substituídos de GL para ESP, a depender dos resultados anteriores e de fatores econômicos:

- 2026 – Dois poços submarinos do Campo de Marimbá

b) Recompletação Behind-Pipe

Um total de duas oportunidades de recompletação *behind-pipe* foram identificadas e incluídas no planejamento firme de atividades:

- 2024 – Dois poços submarinos (MA-14D e MA-09D), do Campo de Marimbá, serão recompletados no reservatório Carapeba.

Dependendo do sucesso da otimização nesses dois poços, da melhor caracterização de oportunidades similares e de fatores econômicos, demais operações do tipo podem vir a ocorrer.

c) Reativação de Poços

Um total de onze reativações firmes estão previstas no cronograma de atividades apresentado:

- 2021 – Uma reativação no poço submarinos MA-06, do Campo de Marimbá
- 2022 – Duas reativações nos poços submarinos MA-17D e MA-34D, do Campo de Marimbá
- 2024 – Duas reativações nos poços submarinos RJS-298D e RJS-294, do Campo de Marimbá
- 2025 – Uma reativação no poço submarinos PU-13, do Campo de Piraúna
- 2025 – Duas reativações nos poços submarinos MA-11 e MA-12, do Campo de Marimbá
- 2026 – Três reativações nos poços submarinos MA-18DP MA-27HA e MA-22, do Campo de Marimbá

Outras três reativações contingentes estão planejadas em função do resultado das atividades anteriores e de fatores econômicos:

- 2025 – Duas reativações no Campo de Marimbá
- 2026 – Uma reativação no Campo de Marimbá

d) Perfuração de Poços

A depender do comportamento do campo e de fatores econômicos, dois poços contingentes podem ser perfurados, em 2028, no Campo de Marimbá. Esta atividade, entretanto, será objeto de licenciamento pela COEXP.



2.2.3.3 - Previsão de Produção

A previsão de produção dos Campos de Marimbá e Piraúna é apresentada na **Figura 2-3**, a seguir. Verifica-se que é esperado uma alternância de pico de produção entre 2026 para óleo e gás, com acentuado declínio a partir de 2027 e estabilização da produção até a sua finalização entre 2048 e 2052.

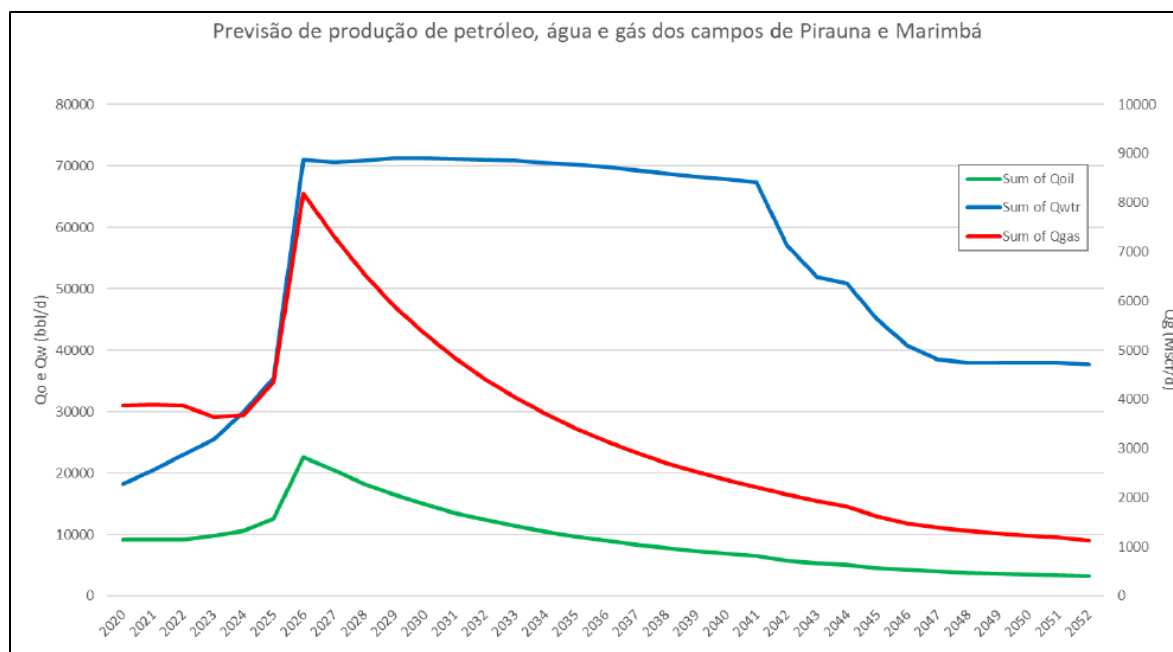


Figura 2-3 - Previsão de produção de óleo, gás e água nos Campos de Marimbá e Piraúna.

2.2.3.4 - Intervenções

As intervenções previstas nos Campos de Marimbá e Piraúna são: otimização da produção, recompletação *behind-pipe*, reativação de poços e perfuração de poços, conforme já descrito no item 2.2.3.2.

2.2.3.5 - Estado Atual dos Poços

Nos Campos de Marimbá e Piraúna há, respectivamente, 53 e 25 poços. Desses poços, 20 em Marimbá, estão abandonados permanentemente; 22 estão fechados; dois estão injetando e nove

produzindo. Em Piraúna, 19 poços estão abandonados permanentemente e seis fechados. Os poços abandonados permanentemente serão de competência da PETROBRAS.

Quanto aos 28 poços fechados, a possibilidade de retorno será avaliada pela TEB para 17 poços. Caso haja inviabilidade técnica e/ou econômica, esses poços serão abandonados permanentemente. Nos outros 11 poços, será realizada a reativação, conforme descrito no **item 2.2.3.2.c**.

Não existem poços nos Campos de Marimbá e Piraúna em situação de abandono temporário.

2.2.3.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção

A produção dos poços do Campo de Piraúna era anteriormente escoada para a plataforma P-15, que atualmente encontra-se em processo de descomissionamento sob a responsabilidade da PETROBRAS.

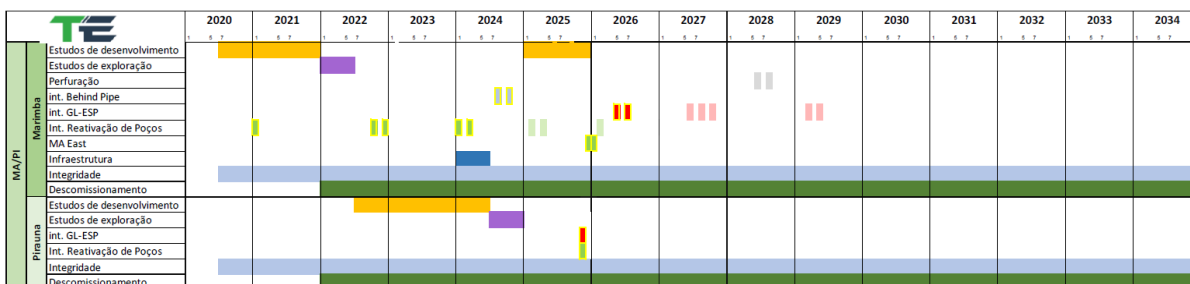
Já a coleta da produção de todos os poços do Campo de Marimbá é realizada pela plataforma P-08, que se encontra interligada da seguinte forma:

- **Seis poços produtores satélites por gas lift contínuo (GLC):** Todos os poços satélites (7-MA-6D-RJS, 7-MA-8D-RJS, 7-MA-10D-RJS, 4-RJS-338, 3-MA-32A-RJS, 7-MA-31HPB-RJS) possuem linha e riser de produção, além de linha e riser para injeção de gas lift.
- **Quatro poços produtores (7-MA-14D-RJS, 7-MA-16D-RJS, 7-MA-17D-RJS e 3-RJS-394D) que têm a produção coletada pelo Manifold Submarino de Produção Marimbá 1 (MSP-MA-1):** Cada poço é interligado ao MSP-MA-1 através de uma linha de produção (coleta) e uma linha de serviço. O MSP-MA-1 é interligado a P-08 através de quatro linhas, a saber, (i) linha de produção de óleo (PO); (ii) linha de gas lift (GL) para distribuição do gas lift para os poços; (iii) linha de teste de produção (TP); e (iv) linha de teste de gas lift (TGL). As linhas entre o MSP-MA-1 e a P-08 possuem trechos sobre o leito marinho e riser.
- **Dois poços injetores em zona de aquífero:** Cada poço é interligado a P-08 através de riser e linha de injeção de água.

2.2.3.7 - Cronograma de Atividade

Apresenta-se, a seguir, o cronograma previsto para o desenvolvimento da produção dos Campos de Marimbá e Piraúna.





2.2.3.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento

Atualmente, baseado no estudo da Extensão da Vida Útil das plataformas, há possibilidade de operar a plataforma P-08 até o ano de 2052, porém foram levantados aspectos relacionados à integridade da instalação de superfície e dos sistemas submarinos, que precisarão passar por adequações já planejadas como por exemplo a parada de segurança da plataforma P-08 no primeiro trimestre de 2020.

Os projetos de infraestrutura e desenvolvimento complementar dos campos ligados à P-08 possuem ainda processos internos de aprovação a alcançar e a necessidade de anuência de Órgãos Governamentais para execução. Além disso, ressalta-se que a extensão do contrato de concessão é condição vital para viabilizar tais projetos que hoje, são os principais dentro do portfólio de investimento da TEB.

2.2.4 - Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha

O Campo de Enchova teve sua produção iniciada em 1977. Possui área de 99,7 km² e localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, à aproximadamente 82 km a sudoeste do cabo de São Tomé e a 117 km a leste- sudeste da cidade de Macaé, litoral do estado do Rio de Janeiro. Limita-se a nordeste com o Campo de Corvina; a leste, com o Campo de Piraúna; a sudeste, com o Campo de Bonito; a sul, com Campo de Bicudo; e, a sudoeste, com o Campo de Enchova Oeste. A profundidade da lâmina d'água nesse campo varia de 109 a 135 m.

O Campo de Bonito localiza-se na porção centro-sul da Bacia de Campos, à aproximadamente 84 km do farol de São Tomé, no litoral do estado do Rio de Janeiro, e limita-se, a norte, com os Campos de Enchova e de Piraúna; a leste, com o Campo de Bicudo; e, a oeste, com o Campo de Marimbá. Ocupa uma área de 84,6 km² e a profundidade da lâmina d'água varia de 150 m a 480 m.

O Campo de Enchova Oeste localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, em profundidade de lâmina d'água variando de 100 m a 150 m, e limita-se a leste com o Campo de Enchova, a sul com



o Campo de Bicudo, a sudoeste com Campo de Trilha e a oeste com o Campo de Badejo. Esse campo, cuja produção foi iniciada em 1984, possui uma área de 82,2 km².

O petróleo bruto produzido nos Campos de Enchova, Bonito e Enchova Oeste é separado do gás associado em PCE-1 e bombeado para P-65, onde ocorre o tratamento para enquadramento de BSW. Depois do processamento em P-65, o petróleo é bombeado de volta à PCE 1, para a medição fiscal, e direcionado ao oleoduto PCE-1 x Barra do Furado (Ponto A). O gás produzido para PCE-1 é comprimido e escoado através do gasoduto PCE-1 x Terminal de Cabiúnas (TECAB).

A plataforma PCE-1 é uma unidade estacionária de produção do tipo fixa, localizada em lâmina de água de 116 m. Possui a capacidade para processar 8.600 m³/d de óleo e comprimir de 2.410.000 a 2.680.000 m³/d de gás, não possuindo sistema de armazenamento de petróleo.

A plataforma P-65 é uma unidade flutuante de processamento e transferência de óleo de tipo semissubmersível, para tratamento do petróleo e descarte da água produzida.

O Campo de Trilha também iniciou a sua produção em 1984. Localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, possuindo uma área de 26 km². Limita-se, a nordeste, com o Campo de Enchova Oeste; a sul, com o Campo de Linguado; e, a oeste, com o Campo de Badejo. A profundidade média da lâmina d'água é de 100 m. Atualmente, não há escoamento nesse campo devido ao descomissionamento das unidades de produção as quais ele estava previamente conectado

2.2.4.1 - Desenvolvimento da Produção

Para o desenvolvimento da produção dos Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha estão previstos: (i) extensão de vida útil do campo; (ii) maximização do fator de recuperação; (iii) redução de Royalties e (iv) revisão dos custos de abandono.

A TEB, ao finalizar o processo de transferência, somente receberá dados brutos e não interpretados da PETROBRAS e, portanto, investirá tempo e recursos para entender completamente os ativos e garantir seu desenvolvimento otimizado, maximizando a geração de valor para todas as partes interessadas através da/do:

- Reavaliação de todos os dados históricos e, quando necessário, realização de investimentos para adquirir novos dados;
- Aplicação de novas ideias e tecnologia; e
- Foco estrito na segurança, produção e eficiência operacional.



Os estudos se iniciarão pelos Campos de Enchova e Bonito. No terceiro trimestre de 2021, terão início os estudos detalhados dos Campos de Enchova Oeste e Trilha. O objetivo dos estudos no Campo de Piraúna será o de (i) confirmar o potencial de reativação dos campos e o de (ii) preparar um plano firme para reiniciar a produção.

No quarto trimestre de 2021, o dado sísmico existente sobre o Campo de Trilha será reprocessado (como parte de um projeto global de reprocessamento especial que incluirá os Campos de Pampo, Badejo e Linguado), com o objetivo de avaliar o dado já adquirido sob a ótica das tecnologias mais atuais de processamento de dados, que dê mais segurança à identificação e mapeamento de estruturas além de permitir a extração de atributos com maior grau de confiança.

Estudos de oportunidades exploratórias (*"near field"*) serão também conduzidos com o objetivo de encontrar quaisquer oportunidades como extensões ou compartimentos falhados não perfurados, estruturas não perfuradas e estruturas perfuradas que foram consideradas antieconômicas pela PETROBRAS, que possam ser perfuradas no futuro e vinculadas à rede de produção existente, maximizando a recuperação e prolongando a vida produtiva dos campos. Esses estudos serão iniciados pelo Campo de Enchova, no primeiro trimestre de 2023, e, por fim, no Campo de Trilha, que terá início no terceiro trimestre de 2023 e seguirá até o fim de 2024, por se tratar de um campo com maiores oportunidades deste tipo.

2.2.4.2 - Atividades de Desenvolvimento

a) Otimização de Produção

Cinco trabalhos firmes de otimização da produção estão planejados no Campo de Bonito:

- 2022 – Cinco poços submarinos (BO-14D, BO-05, BO-21HP, BO-22H e BO-23H) passarão pelo processo de acidificação do carbonato Quissamã.

É esperado que os ganhos assumidos de produção serão semelhantes aos observados no BO-13H após trabalho similar. Dependendo do sucesso desta otimização nesses cinco poços, demais operações do tipo são prováveis de acontecer.

Como atividade contingente, também estão programadas cinco conversões de poços para injetores de água no Campo de Enchova:

- 2025 – Conversão de cinco poços para injetores de água.

b) Recompletação Behind-Pipe

Um total de quatro oportunidades de recompletação *behind-pipe* foram identificadas e incluídas no planejamento firme de atividades:

- 2022 – Dois poços secos (EN-33DA e EN-37D) do campo de Enchova serão recompletados no reservatório EN-10
- 2024 – O poço submarino EN-55, do Campo de Enchova, será recompletado nos reservatórios EN-10 e EN-20
- 2024 – O poço submarino ENO-06D, do Campo de Enchova Oeste, será recompletado nos reservatórios MO-30, MO-40 e MO-70

Dependendo do sucesso desta otimização nestes quatro poços, demais operações do tipo são prováveis de acontecer.

c) Reativação de Poços

Um total de 10 reativações firmes estão previstas:

- 2020 – Uma reativação no poço submarino BO-22H, do Campo de Bonito
- 2021 – Uma reativação no poço seco EN-22D, do Campo de Enchova
- 2023 – Três reativações nos poços submarinos ENO-05D, RJS-494 e EN-12D, do Campo de Enchova Oeste
- 2023 – Uma reativação no poço seco EN-17, do Campo de Enchova
- 2024 – Uma reativação no poço submarinos EN-06, do Campo de Bonito
- 2025 – Duas reativações nos poços submarinos BO-20HP e EN-07D, do Campo de Bonito
- 2025 – Uma reativação no poço submarinos EN-01, do Campo de Enchova

Outras nove reativações contingentes estão planejadas em função do resultado das atividades anteriores e de fatores econômicos:

- 2025 – Uma reativação no Campo de Enchova Oeste
- 2027 – Três reativações no Campo de Bonito

- 2028 – Uma reativação no Campo de Enchova
- 2029 – Uma reativação no Campo de Enchova
- 2030 – Três reativações no Campo de Enchova

d) Perfuração de Poços

Seis poços firmes foram definidos para serem perfurados objetivando o reservatório Quissamã:

- 2026 - Dois poços secos de extensão no Campo de Enchova
- 2028 - Dois poços submarinos de extensão no Campo de Bonito
- 2030 - Dois poços submarinos de extensão no Campo de Bonito

A depender do resultado destes poços firmes e de fatores econômicos, outros sete contingentes podem ser perfurados:

- 2030 – Um poço de extensão no Campo de Enchova
- 2032 – Três poços de extensão no Campo de Bonito
- 2034 – Três poços de extensão no Campo de Bonito

Esse tema, entretanto, será tratado oportunamente com a COEXP.

2.2.4.3 - Previsão de Produção

A previsão de produção dos Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha é apresentada na **Figura 2-4**, a seguir. Verifica-se que há um pico de produção para óleo em 2026 e, para gás, em 2026 e, depois, em 2031, com acentuado declínio a partir desse ano para óleo e gás. A produção se estabiliza a partir de 2048 até a sua finalização em 2052.

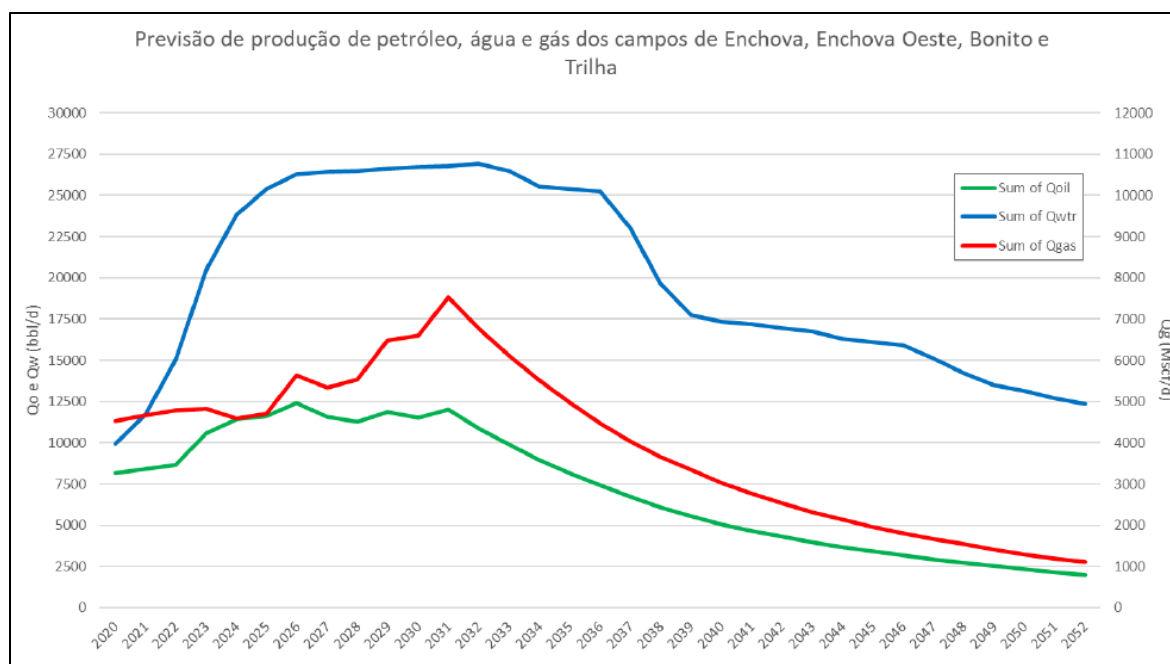


Figura 2-4 - Previsão de produção de óleo, gás e água nos Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha.

2.2.4.4 - Intervenções

As intervenções previstas nos Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha são: otimização da produção, recompletação *behind-pipe*, reativação de poços e perfuração de poços, conforme já descrito no item 2.2.4.2.

2.2.4.5 - Estado Atual dos Poços

Nos Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha há, respectivamente, 57, 56, 36 e 14 poços. Desses poços, 28, no Campo de Enchova; 32, no Campo de Bonito; 27, no Campo de Enchova Oeste; e 12, no Campo de Trilha estão abandonados permanentemente, que são de competência da PETROBRAS. No Campo de Enchova há 10 poços produzindo; em Bonito, seis; em Enchova Oeste, três; e, em Trilha, dois. Somente o Campo de Bonito possui um poço injetando.

Com relação aos 43 poços fechados, há 18 no Campo de Enchova; 17, no Campo de Bonito; seis, no Campo de Enchova Oeste; e, dois no Campo de Trilha.

93

Quanto aos poços fechados, a possibilidade de retorno será avaliada pela TEB e, caso haja inviabilidade técnica e/ou econômica, esses poços serão abandonados permanentemente. Em 10 poços, entretanto, será realizada a reativação, conforme descrito no **item 2.2.3.2.c**.

Não existem poços em situação de abandono temporário nos Campos de Enchova, Bonito, Enchova oeste e Trilha.

2.2.4.6 - Coleta, Tratamento e Transferência da Produção

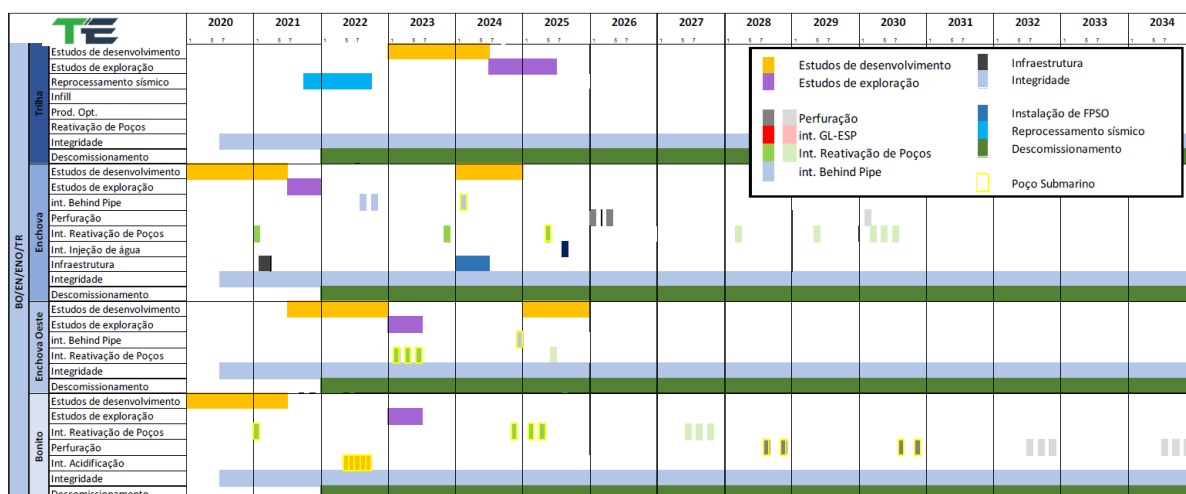
A produção dos poços do Campo de Trilha era anteriormente escoada para a plataforma P-12, que enviava sua produção para a plataforma PPM-1, onde era realizada o tratamento e enquadramento de seu óleo. Atualmente o sistema de coleta, tratamento e transferência da produção destinados a esse campo encontra-se em processo de descomissionamento pela PETROBRAS.

A coleta da produção dos Campos de Enchova, Enchova Oeste e Bonito é realizada pela plataforma PCE-1, que se encontra interligada da seguinte forma:

- Sete poços do Campo de Enchova, dos quais três são produtores de óleo e quatro produtores de gás, dos quais apenas três encontram-se em produção.
- Sete poços do Campo de Enchova Oeste, todos produtores de óleo, dos quais seis encontram-se em produção.
- 23 poços do Campo de Bonito, dos quais 19 são produtores de óleo, quatro produtores de gás e um injetor. Desses 23 poços, apenas 13 encontram-se em produção.

2.2.4.7 - Cronograma de Atividade

Apresenta-se, a seguir, o cronograma previsto para o desenvolvimento da produção dos Campos de Enchova, Bonito, Enchova Oeste e Trilha.



2.2.4.8 - Análise Crítica do Projeto de Desenvolvimento

Atualmente, baseado no estudo da Extensão da Vida Útil das plataformas, há possibilidade de operar as plataformas PCE-1 e P-65 até o ano de 2052, porém foram levantados aspectos relacionados à integridade da instalação de superfície e dos sistemas submarinos, que precisarão passar por adequações já planejadas como por exemplo a parada de segurança da plataforma PCE-1 no primeiro trimestre de 2020.

Os projetos de infraestrutura e desenvolvimento complementar dos campos ligados à PCE-1 e P-65 possuem ainda processos internos de aprovação a alcançar e a necessidade de anuência de Órgãos Governamentais para execução. Além disso, ressalta-se que a extensão do contrato de concessão é condição vital para viabilizar tais projetos que hoje, são os principais dentro do portfólio de investimento da TEB.

2.2.5 - Identificação e Descrição da Infraestrutura de Apoio

Apresenta-se, a seguir, as principais características da base de apoio terrestre e da base de apoio aéreo das operações da TEB nos Polos Pampo e Enchova.

2.2.5.1 - Base de Apoio Terrestre

A base de apoio portuário que será usada para as operações dos Polos Pampo e Enchova é o Complexo do Porto do Açu (**Figura 2-5**), localizado em São João da Barra, Rio de Janeiro. Esse Complexo é um porto-indústria totalmente privado, em operação desde 2014, que ocupa uma área

93/118

de 130 km², sendo 40 km² dedicados a uma unidade de conservação ambiental, a Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN) Caruara. Possui uma retro-área de 90 km² dedicada à instalação de indústrias e prestadoras de serviços.

A frequência de viagem das embarcações de apoio planejada é de uma vez por semana.



Figura 2-5 – Porto do Açú

(Fonte: 2017 Porto do Açú).

2.2.5.2 - Base de Apoio Aéreo

Serão utilizadas como base de apoio aéreo o aeroporto de Macaé (**Figura 2-6**), localizado no estado do Rio de Janeiro.

O aeroporto de Macaé foi inaugurado em dezembro de 1981, possui uma pista de 1.200 m de comprimento por 30 m de largura, o pátio das aeronaves é de 78.900 m², a capacidade atual é de 1,2 milhões de passageiros por ano.

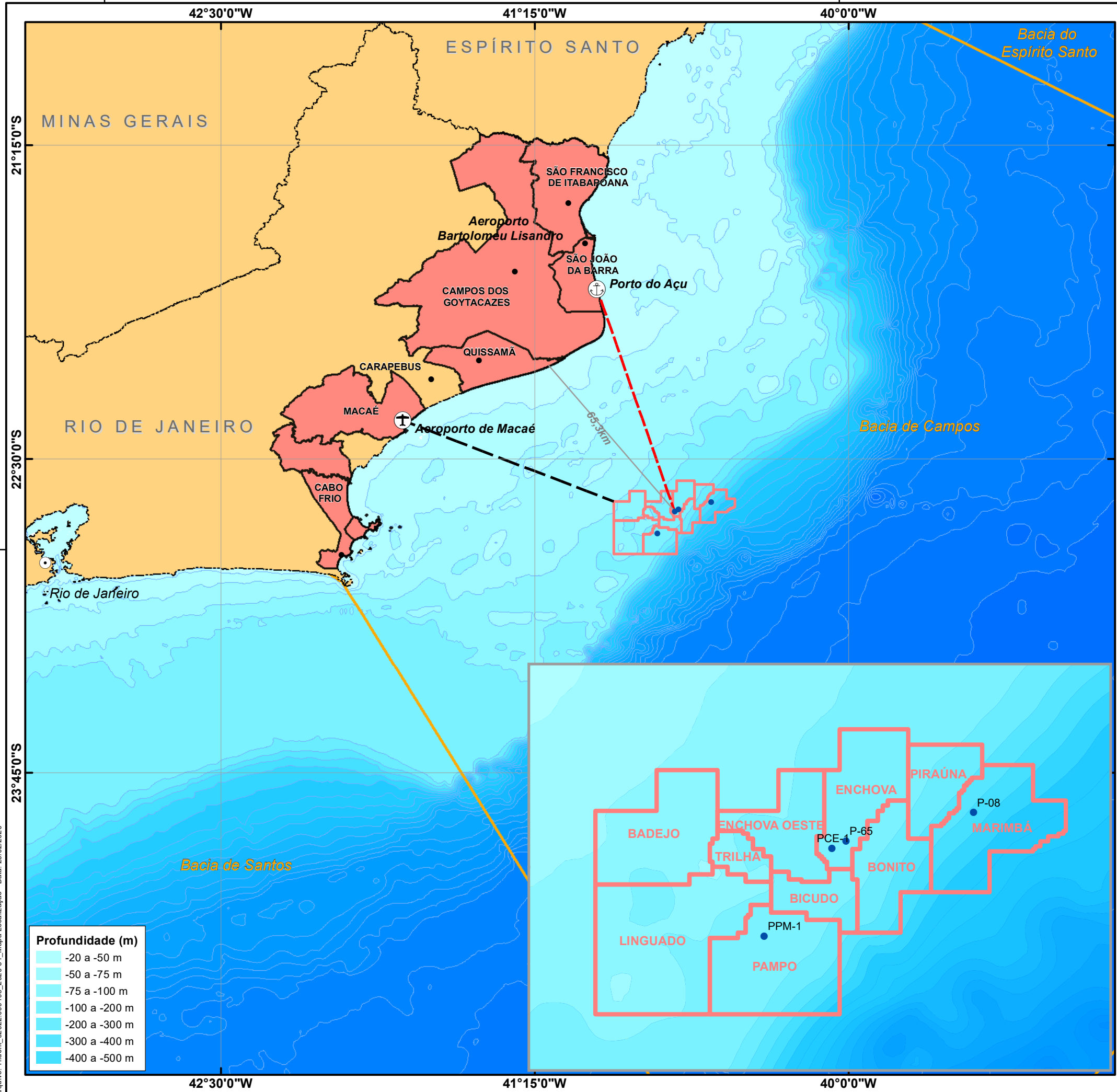
Esse aeroporto é amplamente utilizado para apoio aéreo para as atividades de petrolíferas na Bacia de Campos.

Para suporte às operações da TEB, a frequência de viagem de helicóptero planejada é de duas a três viagens por dia para o transporte dos trabalhadores.



Figura 2-6 – Aeroporto de Macaé (Fonte: Folha de São Paulo).

9/3 9/13



Convenções Cartográficas

Capital Estadual	⊙	Sede Municipal	•
Limite Municipal	—	Bacias Sedimentares	—

Legenda

•	Plataformas
✈	Base de Apoio Aéreo
⚓	Base de Apoio Marítimo
□	Campos de Produção

Referências

- Limite Municipal e Estadual, 2018 (IBGE)
- Batimetria, Projeto Batimetria, 2013 (ANP/CPRM)

Localização Geográfica

Planta de Situação

Informações Cartográficas

ESCALA | 1:1.750.000
0 12,5 25 50 75 100 km

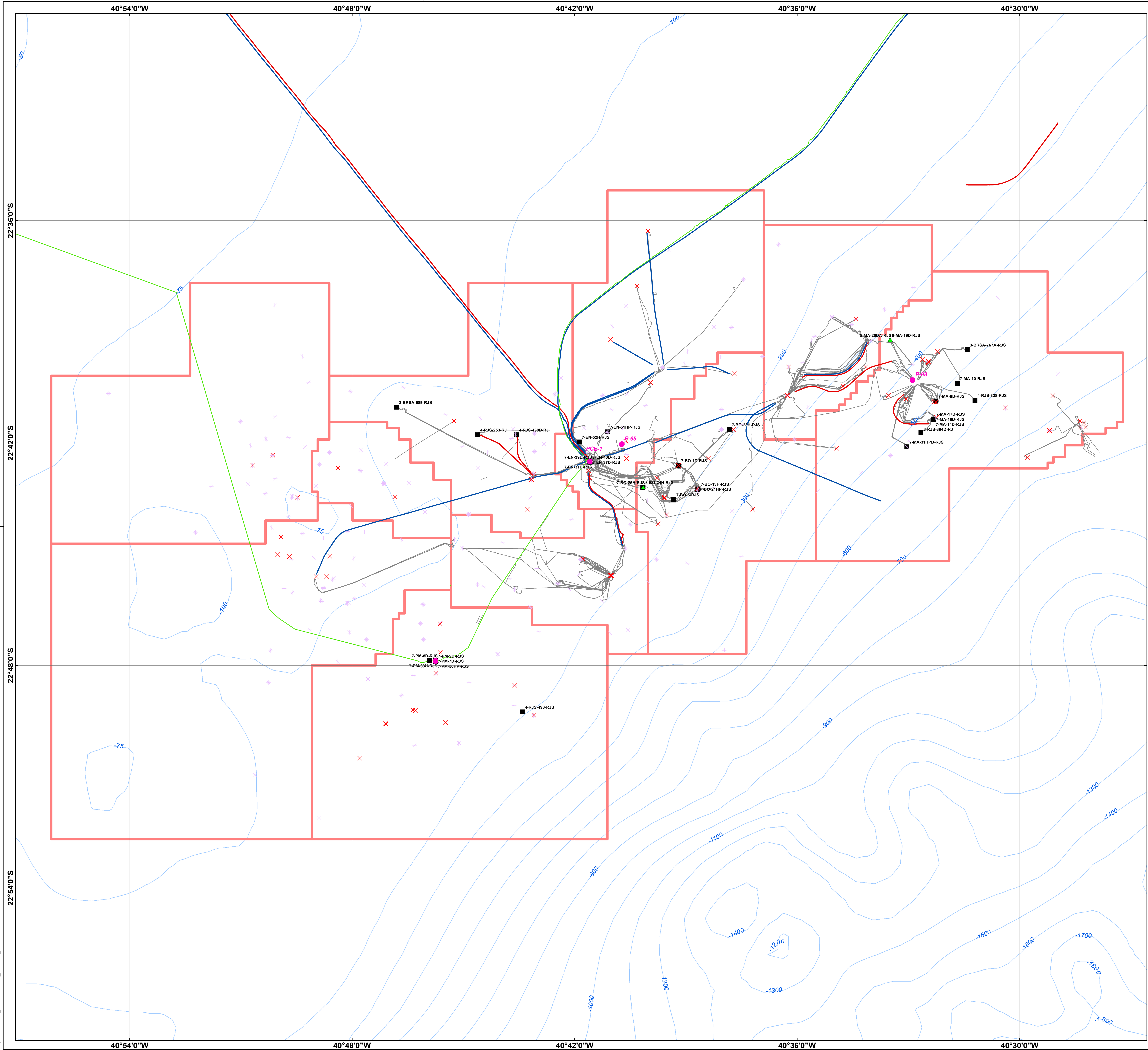
COORDENADAS GEOGRÁFICAS
DATUM HORIZONTAL : SIRGAS 2000

CLIENTE **EXECUÇÃO**

PROJETO
SISTEMA DE PRODUÇÃO, COLETA E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLOS PAMPO E ENCHOVA, BACIA DE CAMPOS

TÍTULO
LOCALIZAÇÃO

Revisão	REVISÃO 00	Cartografia & Geoprocessamento	Nº Processo
Data	Fevereiro/2020	Maurício N. Nicodemos CREA - RJ 941024661	02022.000198/2020-51
			Mapa nº 2-1



LEGENDA

- Plataformas
- Poços
 - Abandonado Permanente
 - Fechado
 - Injetado
 - Produzindo
- Fibra Ótica
- Gasoduto
- Oleoduto
- Duto Flexível
- Campos de Produção

PLANTA DE SITUAÇÃO

REFERÊNCIAS

- Batimetria, Projeto Batimetria, 2013 (ANP/CPRM)

INFORMAÇÕES CARTOGRÁFICAS

ESCALA - 1:65.000

0 0,75 1,5 3 4,5 6 km

COORDENADAS GEOGRÁFICAS
DATUM HORIZONTAL : SIRGAS2000

CLIENTE **EXECUÇÃO**

PROJETO

SISTEMA DE PRODUÇÃO, COLETA E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLOS PAMPO E ENCHOVA, BACIA DE CAMPOS

TÍTULO

ESTRUTURAS SUBMARINAS

REVISÃO REVISÃO 00	CARTOGRAFIA & GEOPROCESSAMENTO Maurício Neves Nicodemos CREA - RJ 941024661	Nº PROCESSO 02022.000198/2020-51
DATA FEVEREIRO/2020		MAPA Nº 2-2