

**Programa de Descomissionamento de  
Instalações Marítimas**

# **Sistemas Submarinos Desassociados de PCH-1 e PCH-2**

**Agosto/2024**

## **Sumário**

Sumário.....	1
Lista de abreviaturas e siglas .....	4
I. Resumo Executivo .....	9
Capítulo 1. Referência.....	13
Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento .....	16
Capítulo 3. Inventário das instalações de produção a serem descomissionadas.....	19
Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Projeto de Descomissionamento.....	19
Estruturas do PDID que integram o escopo do PDI da PCH-1 e PCH-2.....	22
3.1. Poços .....	23
3.2. Unidade de Produção Marítima .....	24
3.2.1. Descrição .....	24
3.2.2. Módulos.....	24
3.2.3. Sistema de manutenção de posição.....	24
3.3. Dutos.....	24
3.4. Demais equipamentos do Sistema Submarino .....	25
3.5. Registros fotográficos, mapas e diagramas .....	25
3.6. Intervenções em poços .....	26
3.7. Materiais, resíduos e rejeitos presentes nas instalações .....	27
Rejeitos radioativos .....	27
Produtos Químicos.....	27
3.8. Materiais, resíduos e rejeitos depositados no leito marinho .....	27
Capítulo 4. Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento .....	28
4.a) Detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação .....	29
Dutos Rígidos.....	29
Dutos flexíveis e umbilicais.....	29
Equipamentos Submarinos .....	29
Sistema de Ancoragem .....	30
Plataforma.....	30
Estruturas PDID .....	30
4.b) Estudo comparativo das alternativas de descomissionamento .....	30
Dutos Rígidos.....	30
Dutos flexíveis e umbilicais.....	30
Equipamentos Submarinos .....	31
Sistemas de Ancoragem .....	31

Plataforma.....	31
Estruturas PDID .....	31
Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações.....	32
5.1. Cronograma .....	33
Capítulo 9. Responsabilidade Institucional .....	35
Capítulo 10. Responsáveis Técnicos.....	37

## **Lista de anexos**

**Anexo 1** – Mapas de Localização da PCH-1 e PCH-2 na Bacia de Campos.

**Anexo 2** – Diagrama Unifilar e Arranjo Submarino das Plataformas.

**Anexo 3** – Inventário de dutos (flexíveis e rígidos) e equipamentos submarinos.

**Anexo 4** – Inventário de Poços.

## Lista de abreviaturas e siglas

**AGBC** – Área Geográfica da Bacia de Campos.

**AHTS** – *Anchor Handling Tug Supply*.

**AIA** – Avaliação de Impactos Ambientais.

**AJB** – Águas Jurisdicionais Brasileiras.

**AN** – Anular.

**ANM** – Árvore de Natal Molhada.

**ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

**APP** – Análise Preliminar de Perigos.

**APR** – Análise Preliminar de Riscos.

**AUV** – *Autonomous Underwater Vehicle*.

**BAP** – Base Adaptadora de Produção.

**BB** – Bombordo da Unidade Marítima.

**BC** – Bacia de Campos.

**BE** – Boreste da Unidade Marítima.

**CAT** – Categoria I ou II.

**CJ** – Caixa de Junção.

**CNEN** – Comissão Nacional de Energia Nuclear.

**COW** – *Crude Oil Wash*.

**CRF** – *Conexão Riser-Flowline*.

**CSB** – Conjuntos Solidários de Barreira.

**CETCO** – Empresa contratada responsável pelos sistemas de filtrações de água produzida / oleosa.

**DCVD** - Desconexão Vertical Direta.

**DHSV** – *Downhole Safety Valve*.

**DP** – *Dynamic Positioning*.

**DSV** – *Diver Support Vessel*.

**DU** – Diagrama Unifilar.

**DUM** – Descrição da Unidade Marítima.

**EIA/RIMA** – Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental.

**E&P** – Exploração e Produção.

**FISPQ** – Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos.

**FIUC** – Ferramenta de Içamento de Umbilicais Cortados.

**FPSO** – *Floating, Production, Storage and Offloading*.

**GA** – Gasoduto.

**GEO** – Geologia Marinha da Petrobras.

**GL** – *Gas Lift* (linha de serviço).

**HCR** – *High Collapse Resistance*.

**IA** – Linha de Injeção de Água.

**IQ** – Injeção de produtos químicos (referente ao uso do umbilical).

**IBAMA** – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

**IPU** – *Integrated Pipe and Umbilical*.

**LDA** – Lâmina d'Água.

**LO** – Licença de Operação.

**MCV** – Módulos de Conexão Vertical.

**MLS** – Marlim Sul.

**MRL** – Campo de Marlim.

**MSI** – *Manifold* Submarino de Injeção.

**MSP** – *Manifold* Submarino de Produção.

**MSPI** – *Manifold Submarino de Produção e Injeção.*

**N/A** – Não aplicável.

**NORM** – *Naturally Occurring Radioactive Material.*

**NORMAM** – Normas da Autoridade Marítima.

**NRS** – Nível de Radiação de Superfície.

**O** – Oleoduto de exportação.

**PCP** – Projeto de Controle da Poluição.

**PCS** – Projeto de Comunicação Social.

**PCSR-BC** – Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Campos.

**PDI** – Programa de Descomissionamento de Instalações.

**PDID** – Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas.

**PEA** – Projeto de Educação Ambiental.

**PEAT** – Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores.

**PHC** – *Passive Heave Compensator.*

**PIG** – *Pipeline Inspection Gauge.*

**PLET** – *Pipeline End Termination.*

**PLSV** – *Pipeline Support Vessel.*

**PMAP** – Plano de Monitoramento da Atividade Pesqueira.

**PMDP** – Plano de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro.

**PMPD** – Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento.

**PO** – Linha de Produção.

**POB** – *People On Board.*

**PPCEX** – Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas.

**PPM** – Parte por Milhão.

**PSV** – *Platform Supply Vessel.*

**RDI** – Relatório de Descomissionamento de Instalações.

**REVIT** – Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador

**ROV** – *Remotely Operated Vehicle*.

**RSV** – *ROV Support Vessel*.

**RT** – Requisição de Transporte.

**SCM** – *Subsea Control Module*.

**SDV** – *Shut Down Valve*.

**SGIP** – Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços.

**SGSO** – Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Instalações de Produção.

**SGSS** – Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos.

**SS** – Semissubmersível.

**SSAO** – Separador Submarino Água-Óleo.

**TAC** – Termo de Ajustamento de Conduta.

**TDP** – *Touch Down Point*.

**TGL** – Linha de Teste *Gas Lift*.

**TIA** – Linha de Teste de Injeção de Água.

**TOG** – Teor de Óleos e Graxas.

**UEH** – Umbilical Eletro-Hidráulico.

**UEP** – Unidade Estacionária de Produção.

**UGN** – Unidade de Geração de Nitrogênio.

**UH** – Umbilical Hidráulico.

**UMS** – Unidade de Manutenção e Segurança.

**UN** – Unidade de Negócio.



# Resumo Executivo



## I. Resumo Executivo

Os campos de Bagre e Cherne estão em processo de desinvestimento, tendo sido assinado o contrato de compra e venda do ativo com a PERENCO PETRÓLEO E GÁS DO BRASIL LTDA (“PERENCO”) em abril de 2024 e o fechamento da transação previsto para ocorrer em agosto de 2025. A PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (“PETROBRAS”) está solicitando a cessão dos contratos de concessão de Bagre e Cherne, conforme explicado em carta para ANP e detalhado no capítulo 2. Atualmente a PETROBRAS está em fase de transição juntamente à PERENCO, preparando todas as atividades necessárias para transferir de forma segura os ativos vendidos, que inclui as UEP’s PCH-1 e PCH-2 e linhas de escoamento, tudo detalhado no capítulo 3. A transação inclui um acordo de interface de descomissionamento entre as operadoras, **a fim de garantir o cumprimento** das responsabilidades remanescentes da Petrobrás quanto ao descomissionamento dos ativos que não serão transferidos. Destaca-se que, apenas linhas e poços de Bagre e Cherne que **foram citados** no contrato de compra e venda, com exceção de todos os risers, são objeto de escopo da Petrobrás neste documento. Iremos abordar apenas o escopo detalhado no contrato de venda entre as partes, conforme é mostrado nos anexos 2 e 3.

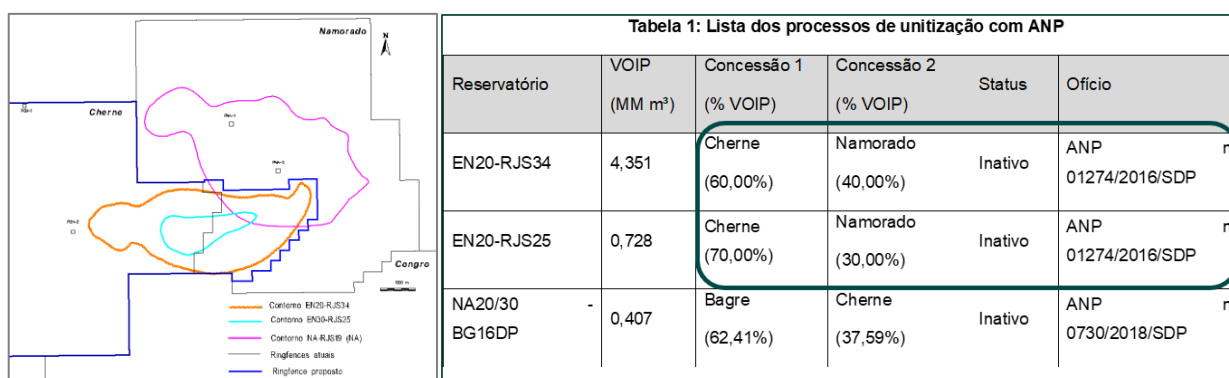
Este documento apresenta o **PDI Conceitual do sistema submarino de produção das plataformas de Cherne para cessão de contrato**, que ficarão para a Petrobrás descomissionar e dentro do escopo abordado no contrato de venda entre ambas as partes, elencado no anexo 2 (arranjo submarino e diagrama unifilar), anexo 3 (inventário de dutos) e anexo 4 (inventário de poços), estes 2 últimos foram replicados no Termo de Compromisso de Descomissionamento. Essas plataformas, localizadas na Bacia de Campos, fazem parte do Sistema de Produção do Polo Garoupa.

Nesse documento são fornecidas informações gerais e dados que irão fundamentar o planejamento e a execução futura do descomissionamento desses sistemas. Ressalta-se que este documento possui o caráter de **evidenciar quais são** as instalações PETROBRAS ainda presentes nos limites dos *ring fence* das concessões de Bagre e Cherne, bem como linhas associadas à PCH-1 e PCH-2 que perpassam campos vizinhos **e que fazem parte do escopo do contrato de desinvestimento com a PERENCO**.

Outros equipamentos e linhas submarinas que também fazem parte do sistema de produção interligados à PCH-1 e PCH-2, mas que não estão no escopo do contrato de desinvestimento com a PERENCO, seja por estarem instalados em outras concessões, sendo elas Anequim, Parati,

Congro, Corvina, Malhado e Namorado (questão da unitização abordada logo abaixo) ou não terem sido mencionados, serão abordados devidamente conforme o PDI do Sistema Submarino a ser protocolado em 2026, conforme **carta ARE 0070/2024** já encaminhada para a Superintendência de Segurança Operacional e Superintendência de Desenvolvimento da Produção da ANP, cujo teor era a “Atualização do Cronograma de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) 2024-2027”.

Por último, conforme a figura abaixo, Cherne e Namorado possuem jazidas compartilhadas. Considerando tal questão, PERENCO e PETROBRAS acordaram em iniciar junto à ANP, a solicitação de desmembramento da jazida de Namorado e posterior anexação de parte de área de Namorado à concessão de Cherne. O novo *ring fence* proposto para Cherne irá englobar uma área de Namorado, o que incluirá alguns poços e dutos detalhados no capítulo 3, porém ressalta-se que eles continuarão sendo tratados nos projetos de descomissionamento de PNA-1 e/ou PNA-2, que já haviam sido iniciados, detalhado no capítulo 3.



**Figura 1** – unitização de Cherne e Namorado.

De forma geral, o escopo do projeto inclui:

- Limpeza das linhas e equipamentos submarinos que necessitem e ainda conectados à PCH-1 e PCH-2, assegurando-se o enquadramento do Teor de Óleos e Graxas (TOG) nestas linhas em até 15 ppm;
- Desconexão das linhas submarinas que ainda se encontram interligadas à Árvore de Natal Molhada (ANM) de cada poço, ou outro equipamento submarino, que será objeto de escopo do PDI de 2026 citado anteriormente. Com abandono temporário das extremidades no leito marinho, próximas aos equipamentos. No caso dos dutos flexíveis, as linhas permanecerão preenchidas com água e com as extremidades abertas para o mar;
- Recolhimento das *flowlines* e acessórios de linha (caixa terminal/junção e válvulas).
- Remoção e destinação das sucatas ao longo das rotas das linhas submarinas (a serem mapeadas e evidenciadas no PDI Executivo a ser entregue em 2026. Em

acordo com Resolução ANP nº. 817/2020).

O que o escopo do projeto **não** inclui:

- Descomissionamento da estrutura topside (planta de processo e sonda) e jaqueta fixa das plataformas;
- Pull-out dos risers remanescentes dos dutos flexíveis, rígidos ou umbilicais do sistema de coleta e exportação, a ser melhor detalhado no capítulo 3.

Este documento foi desenvolvido em conformidade com as diretrizes do Anexo III (Roteiro do Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas) da Resolução ANP nº 817/2020, que estabelece o Regulamento Técnico para Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção.

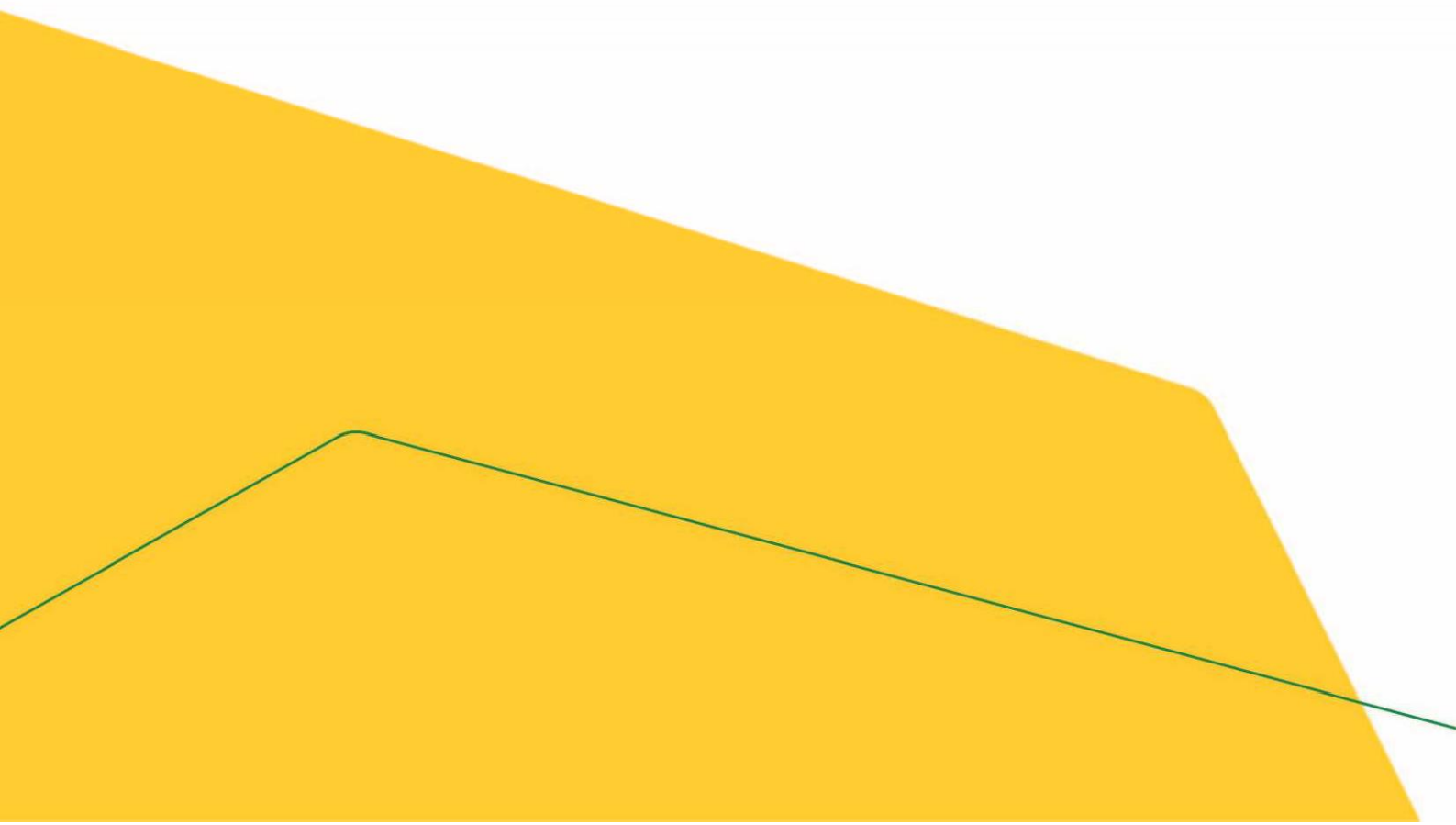
Incorporou-se as lições aprendidas e as melhores práticas de projetos de descomissionamento recentemente protocolados ou executados pela Petrobras, bem como os resultados de discussões sobre o tema realizadas nos últimos anos com o IBAMA, a ANP e a Marinha do Brasil.

A estruturação dos capítulos está demonstrada a seguir:

- **Capítulo 1**: apresenta informações gerais que permitem a identificação do contexto em que está inserido o projeto.
- **Capítulo 2**: expõe a motivação para o descomissionamento dos sistemas submarinos das plataformas fixas PCH-1 e PCH-2.
- **Capítulo 3**: descreve brevemente o sistema de produção e qual é o escopo do projeto deste PDI, o inventário das instalações de produção a serem descomissionadas está no anexo 3 e anexo 4.
- **Capítulo 4**: contextualiza a caracterização e a avaliação das alternativas de descomissionamento.
- **Capítulo 5**: apresenta o cronograma físico de execução das atividades do Projeto de Descomissionamento Submarino da PCH-1 e PCH-2.

# Capítulo 1:

## Referência



## Capítulo 1. Referência

As informações que contextualizam a identificação deste PDI estão indicadas a seguir:

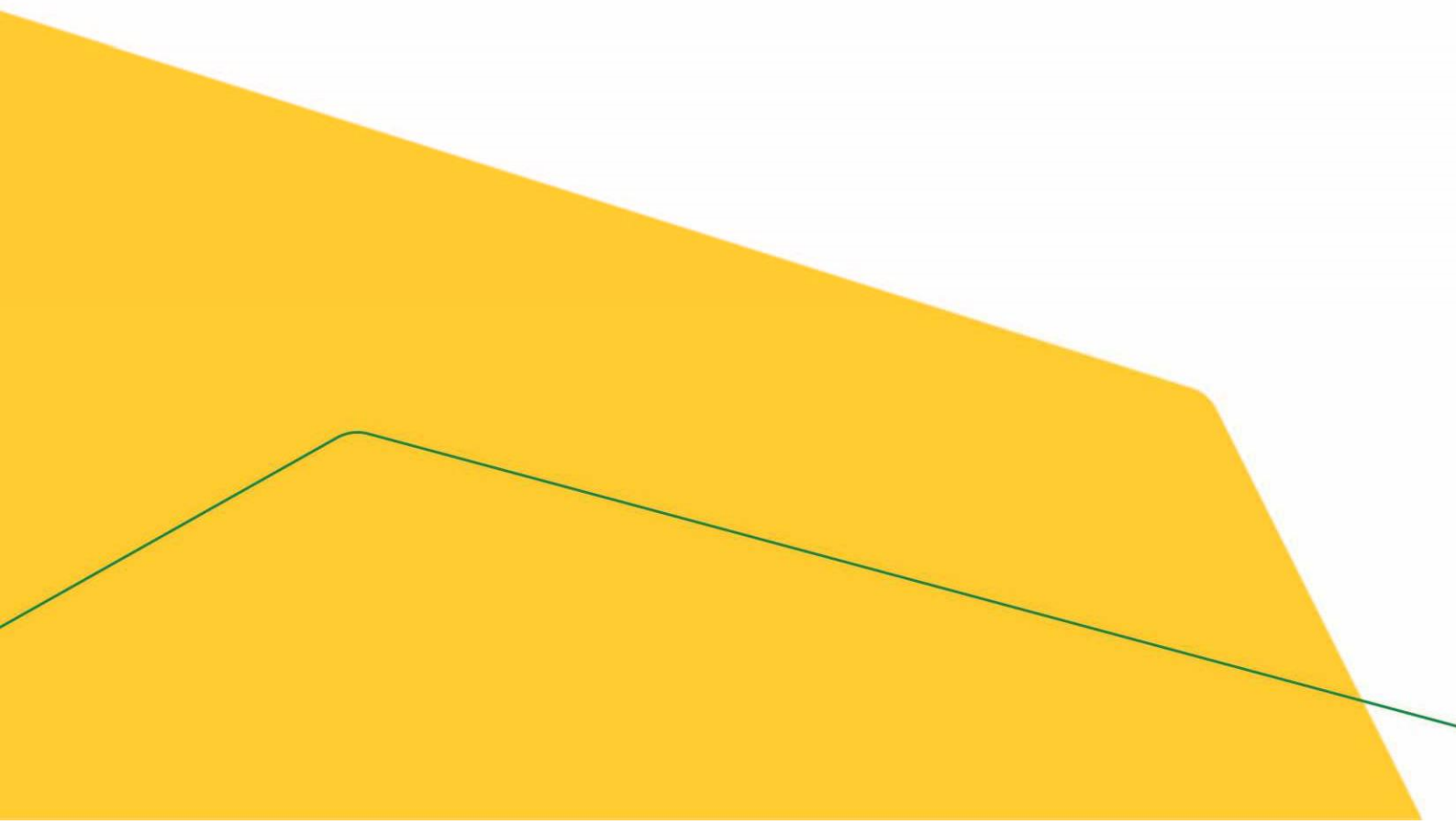
<b>A</b>	<b>Contratado</b>	Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.
<b>B</b>	<b>Número do contrato ANP</b>	Campo Bagre – Contrato ANP Nº 48000.003726/97-08 Campo Cherne – Contrato ANP Nº 48000.003727/97-62
<b>C</b>	<b>Área sob contrato</b>	Campo de Bagre – 20,9 km <sup>2</sup> Campo de Cherne – 69 km <sup>2</sup>
<b>D</b>	<b>Bacia sedimentar</b>	Bacia de Campos.
<b>E</b>	<b>Lâmina d'água mínima e máxima (m)</b>	Bagre: Entre 108 e 135m. Cherne: Entre 110 a 150 m.
<b>F</b>	<b>Distância mínima da costa</b>	PCH-2: 73 km da costa do Estado do Rio de Janeiro. PCH-1: 70 km da costa do Estado do Rio de Janeiro.
<b>G</b>	<b>Início da operação</b>	Bagre: 1984 Cherne: 1983
<b>H</b>	<b>Parada definitiva da produção</b>	Março/2020
<b>I</b>	<b>Tipo de descomissionamento</b>	Parcial
<b>J</b>	<b>Tipologia de instalações contempladas no PDI</b>	Sistema Submarino de produção e escoamento das fixas PCH-1 e PCH-2 – dutos flexíveis, dutos rígidos, seus acessórios.
<b>K</b>	<b>Processo de licenciamento no órgão ambiental licenciador</b>	02001.016831/2020-71

<b>L</b>	<b>Licença ambiental do empreendimento</b>	<p>Licença de Operação (LO) Nº 1589/2020 - Vencimento em: 31/08/2024</p> <p>O início do protocolo de renovação se deu em 12 de Abril de 2024.</p>
----------	--	---



## Capítulo 2:

# Motivação para o descomissionamento



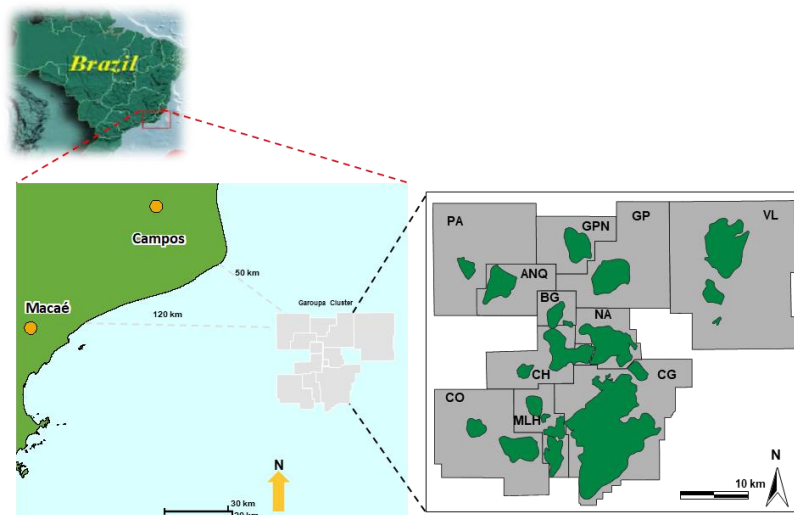
## Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento

As concessões de Bagre e Cherne estão em um processo de desinvestimento e será solicitada a cessão dos direitos dos Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, para a operadora PERENCO.

Anteriormente, estes campos estavam contidos em um processo de devolução para a ANP, formalizado pela carta UN-BC 0265/2022 de 27/05/2022. O Estudo de Justificativas de Descomissionamento (EJD) foi apresentado à agência por meio da carta UN-BC 0503/2022 de 27/10/2022.

No contrato de compra e venda, a ser concluído em 2025 (ver Resumo Executivo), entre PERENCO e PETROBRAS ficou estabelecido que mesmo com a transferência das Unidades de Produção Cherne 1 (PCH-1) e Cherne 2 (PCH-2) para a nova cessionária (PERENCO), parte das instalações submarinas não fazem parte do contrato de desinvestimento e permanecem sob a responsabilidade da Petrobras, sendo escopo de descomissionamento, em conformidade com o EJD apresentado.

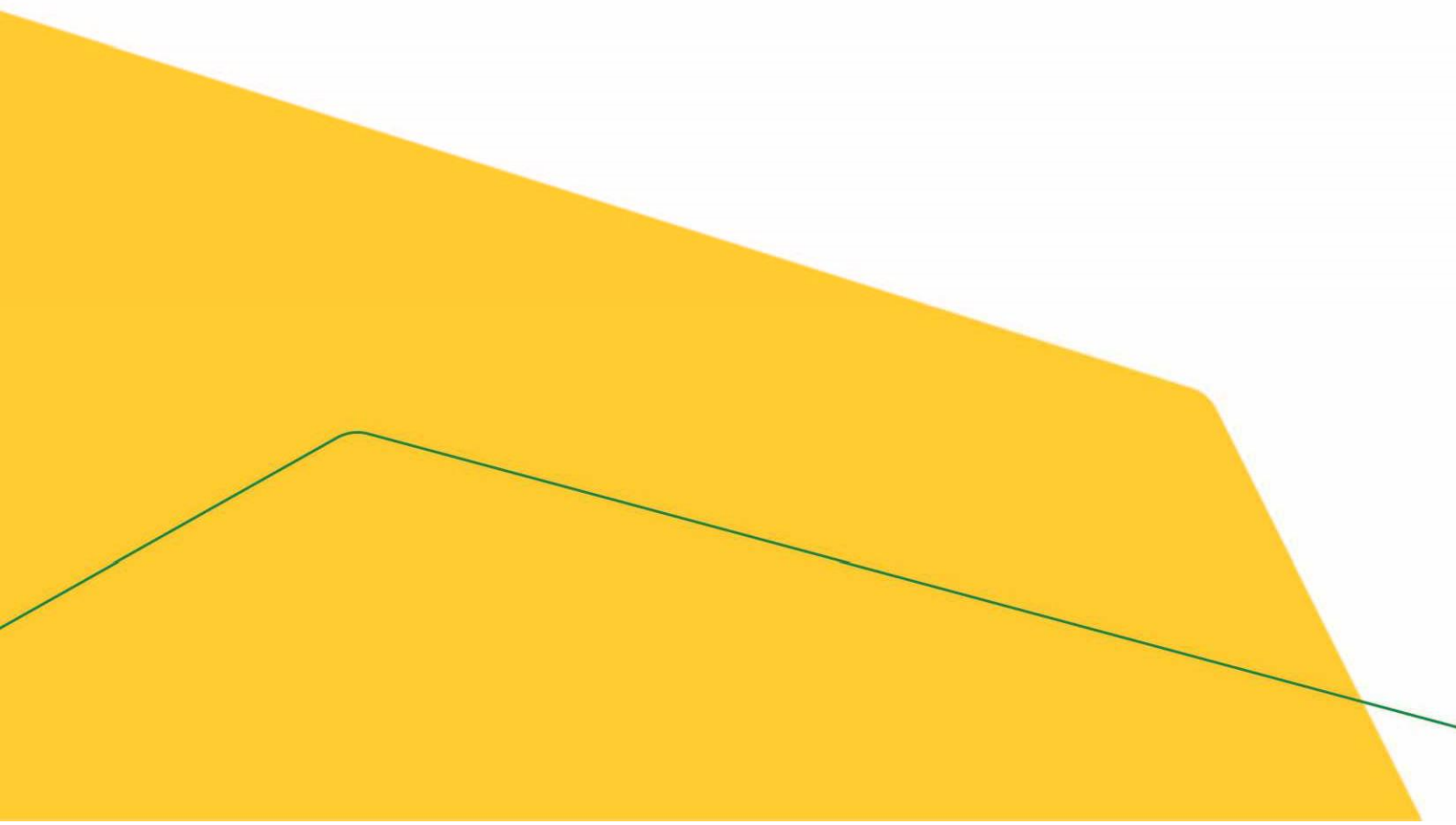
A localização atual das plataformas responsáveis pela produção de óleo e gás no Campo de Bagre e Cherne está demonstrada na **Figura 2**.



**Figura 2** - Localização atual das plataformas responsáveis pela produção de óleo e gás no Campo de BAGRE e CHERNE..

## Capítulo 3:

# Inventário das instalações a serem descomissionadas



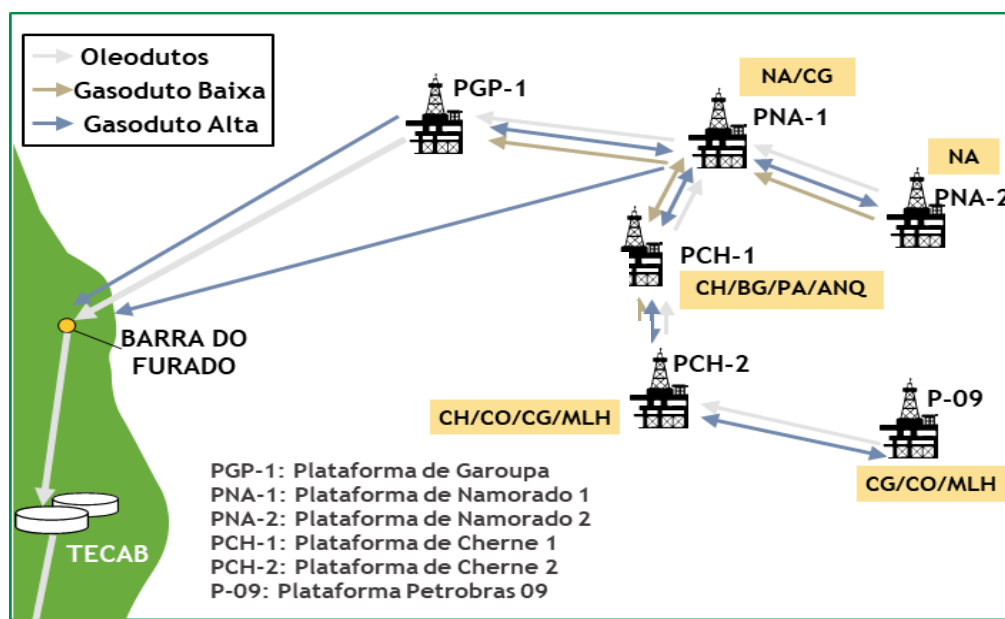
### Capítulo 3. Inventário das instalações de produção a serem descomissionadas

Este capítulo apresenta a caracterização do sistema de produção submarino da PCH-1 e PCH-2, com escopo limitado às linhas e poços que foram excluídos da transação entre PETROBRAS e PERENCO evidenciados nos anexos 2, 3 e 4 deste documento e **descritos no ANEXO I do Termo de Compromisso a ser firmado no fechamento da transação.** (nesse referido anexo será apresentado uma tabela resumida, com informações básicas das instalações).

As linhas e equipamentos submarinos que estão dentro do *ring fence* das concessões de Anequim, Parati, Congro, Corvina, Malhado e são associadas às plataformas de PCH-1 e PCH-2, mas não estão mencionadas neste documento devido ao seu **grau de escopo detalhado no Resumo Executivo**, integrarão o escopo completo do Programa de Descomissionamento Executivo da PCH-1 e PCH-2, a ser entregue em 2026, já explicado anteriormente, um PDI Executivo Submarino. Conforme explicado no Resumo Executivo anterior, os poços e dutos de Namorado que irão fazer parte do novo campo de Cherne continuarão sendo tratados pelo Projeto de Descomissionamento de PNA-1 e/ou PNA-2.

### Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Projeto de Descomissionamento

A PCH-1 e PCH-2 são plataformas do tipo fixas, localizadas a aproximadamente 70 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em LDA de 117 e 139 metros, respectivamente. O **Anexo 1** mostra os mapas de localização das referidas plataformas na Bacia de Campos.



**Figura 3** - Sistema de escoamento da produção do Polo Garoupa e a interligação dos gasodutos e oleodutos.

A **Figura 3** acima, mostra de forma esquemática o sistema de produção completo associado as

plataformas PCH-1 e PCH-2.

Na tabela 1 abaixo, temos o resumo do quantitativo/natureza das linhas de responsabilidade da PETROBRAS abordadas no escopo deste documento. Além disso, elas podem ser visualizadas no inventário de dutos (**anexo 3**) e diagrama unifilar (**anexo 2**) onde temos as linhas coloridas evidenciando o escopo que deverá ser descomissionado pela PETROBRAS e linhas em cinza cuja responsabilidade será da PERENCO. Assim como linhas em cinza, cuja responsabilidade de descomissionamento será do PDI de P-09 já encaminhado.

**Atenção:** nas linhas coloridas do diagrama unifilar mencionado é importante destacar que, apesar de serem de escopo de descomissionamento da Petrobrás, o trecho riser ficará com a Perenco, conforme observação [4] da próxima página, que explica bem esse ponto.

\*O Oleoduto de 10" (O\_PCH-2/PCH-1-1 10") interligado nas duas plataformas foi contabilizado apenas na PCH-1 da tabela 1, abaixo. Por isso o total geral é 55.

\*\* O cabo elétrico que conecta P-09 com PCH-2 está em cinza nos anexos 2 e 3, fora do escopo.

Linha	PCH-1	PCH-2	Total Geral
Cabo elétrico		2**	2
Gás Lift	4	7	11
Gasoduto	1	1	2
Injeção de Água		5	5
Fibra Ótica	3		3
Oleoduto*	2*	2	4*
Produção de Óleo	5	5	10
UEH OU UH	8	10	18
<b>Total Geral</b>	<b>22</b>	<b>32</b>	<b>55*</b>

Tabela 1 – Resumo das linhas de escopo Petrobras (não vendidas) deste PDI.

Como dito, no diagrama unifilar e arranjo submarino do anexo 2 foi evidenciado as linhas e/ou trechos cujo escopo de descomissionamento ficará para a futura operadora realizar. A tabela 2 abaixo demonstra tal escopo, cuja responsabilidade de descomissionamento será transferida para a futura operadora.

Linhas Submarinas Transferidas			
Oleodutos	Gasodutos	Linhas eletricas transferidas	Kill Line
*O_PCH-1/PNA-1-A 12"	*GA_PCH-1/PNA-1 12"	CEO_PCH-1/PCH-2	KL_PCH-1/PCH-2 4"
O_PCH-2/PCH-1-1 10	GA_PCH-2/PCH-1 12"		
O_PCH-2/PCH-1-2 12"	GB_PCH-2/PCH-1 16"		

Tabela 2 – linhas que foram vendidas/transferidas para a futura operadora.

### Observações:

[1] \* Ressalta-se que o gasoduto e oleoduto que conectam com a plataforma PNA-1 mostrados na tabela 2 acima terão sua responsabilidade de descomissionamento transferida para a futura operadora, desde o ponto de conexão na plataforma PCH-1 até o TIE-IN do riser da plataforma PNA-1, conforme evidenciado também no diagrama unifilar do anexo 2.

[2] As outras linhas da tabela 2, que estão interligadas em ambas plataformas (PCH-1 e PCH-2), terão sua responsabilidade de descomissionamento totalmente transferida para a futura operadora.

[3] As linhas de fibra ótica conectadas na plataforma PCH-1, apesar de não terem sido transferidas para a futura operadora, não serão descomissionadas. Permanecerão conectadas e em operação, sob acordo entre as partes, até que no futuro sejam removidas devidamente, comunicando aos órgãos.

[4] **Dentro do escopo do contrato entre a Petrobrás e a futura operadora**, nos casos das linhas submarinas que são excluídas da venda e ficam para a Petrobrás descomissionar (no contrato “excluded pipelines”) será transferida a responsabilidade de descomissionamento para a **futura operadora**, ou seja, é considerado um ativo incluído na compra, o trecho Riser da extremidade da linha conectada ou não na plataforma até o flange/caixa de junção na base (leito marinho) das plataformas PCH-1 e PCH-2. Sendo que, nos casos onde tais linhas tenham cruzamento com dutos incluídos na compra (no contrato “included pipelines”), impedindo o seu recolhimento, será mapeado um ponto de corte e/ou desconexão após o último cruzamento de interferência e será considerado ativo incluído na venda (cujo descomissionamento futuro será de responsabilidade da futura operadora) o trecho total, ou seja, **do ponto de corte/desconexão** até a extremidade do riser, seja ela livre no leito marinho ou conectada no deck da plataforma.

Reforçando, para o sistema submarino, esclarece-se que **para o trecho Riser** desde sua extremidade livre em leito marinho ou conectada nas plataformas até o ponto de corte e/ou desconexão, **de qualquer linha cuja responsabilidade de descomissionar é da Petrobrás**, ficará transferida a responsabilidade de descomissionamento para a futura operadora, ativo incluído na venda (included pipelines). Esta questão também foi abordada no Termo de Compromisso acordado entre as partes do contrato de compra e venda.

As referidas plataformas integram os sistemas de produção dos campos de **Bagre e Cherne** (que é o escopo deste documento), Corvina, Malhado, Congro, Parati e Anequim.

**Dentro do escopo deste documento**, temos para PCH-1 atualmente um total de 11 risers conectados à UEP, sendo eles: 02 riser de produção; 01 riser de oleoduto de exportação para PNA-1, 01 riser de gasoduto de exportação para PNA-1, 03 cabos de fibra ótica conectados às plataformas PCE-1, PGP-1 e PNA-2 (ver observação [3] acima), 02 riser umbilicais, 01 riser de gás lift, 01 riser do oleoduto de exportação interligado à PCH-2.

Analogamente, para PCH-2 temos **dentro do escopo Petrobrás**, um total de 16 risers conectados à UEP, sendo eles: 05 riser de produção; 02 risers de oleodutos de exportação mais 01 riser de gasoduto de exportação vindos de P-09, 01 riser de oleoduto de exportação interligado à PCH-1, 03 riser de gás lift, 03 riser de umbilicais, 01 riser de injeção de água. Os risers dos dutos provenientes de P-09, mencionados anteriormente, possuem um limite de bateria, onde certos trechos serão de responsabilidade do projeto de descomissionamento de P-09, conforme evidenciado em cinza no diagrama unifilar e arranjo submarino do anexo 2.

Outras informações complementares sobre os sistemas submarinos que compõem o escopo deste documento, restrito a Bagre e Cherne (poços e linhas), de PCH-1 e PCH-2 podem ser visualizadas no **Anexo 2** - Diagrama Unifilar e Arranjo Submarino, no **Anexo 3** – Inventário de Dutos e no **Anexo 4** – Inventário de Poços.

## **Estruturas do PDID que integram o escopo do PDI da PCH-1 e PCH-2**

O Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas (PDID) está em execução para cumprir o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) de Produção da Bacia de Campos, decorrente do Processo IBAMA nº. 02022.008099/02-35, celebrado entre a Petrobras e o IBAMA para regularizar o desenvolvimento das atividades de produção de petróleo e gás

natural, e adequar aos requisitos estabelecidos pela legislação ambiental vigente. Além disso, o PDID especificamente, tem como objetivo sanar pendências referentes a estruturas fora de operação, no leito marinho da Bacia de Campos.

No PDI Executivo do sistema submarino a ser apresentado em 2026, conforme carta ARE 0070/2024, serão apresentadas todas as estruturas de PDID da area 19, Bagre e Cherne além dos outros campos associados à PCH-1 e PCH-2 cujo descomissionamento é de responsabilidade Petrobras. A proposta de destinação de tais estruturas do PDID será definida de modo que cada estrutura tenha a destinação indicada para as mesmas tipologias de estruturas no PDI.

## Dutos de Namorado

Conforme explicado no resumo executivo há 10 linhas de Namorado, que irão cruzar a fronteira do novo campo de Cherne, após unitização. Eles não fazem parte do inventário deste PDI e serão tratados nos projeto de PNA-1 e/ou PNA-2, conforme já está sendo feito. Foram elencados no ANEXO I do Termo de Compromisso de Descomissionamento, conforme mencionado no início deste capítulo.

### 3.1. Poços

Desconsiderando poços já abandonados permanentemente conforme o SGIP, existem 11 poços de completação molhada associados às plataforma PCH-1 e PCH-2, dos quais 08 são produtores e 03 são injetores, sendo que **dentro do escopo deste PDI e do Termo de Compromisso** baseado no contrato de compra e venda (Bagre e Cherne) temos apenas 03 poços, todos produtores, localizados nas áreas definidas nos contratos ANP Nº 48000.003726/97-08 (Bagre) e Nº 48000.003727/97-62 (Cherne) que ainda requerem atividades de descomissionamento. Além disso há mais 3 poços de Namorado que farão parte do *Ring Fence* proposto para Cherne. Tais poços já estão na listagem apresentada no Termo de Compromisso a ser assinado, desses poços apenas o poço RJS-19 precisa de atividades de descomissionamento, que serão feitas no projeto de descomissionamento de PNA-2, fora deste documento.

- **Abandono permanente a ser realizado:** Para os campos de Bagre e Cherne, há 3 poços (RJS-46, RJS-34 e RJS-190) que constituem o escopo de abandono permanente do projeto de descomissionamento dos sistemas submarinos



de PCH-1 e PCH-2 (**ler anexo 4**), todos os outros poços de completação molhada desses campos já foram abandonados permanentemente. Destes poços, 2 (RJS-46 e RJS-34) estão sem monitoramento, a ser adequado conforme APAT.

O Anexo 4 – Inventário de Poços apresenta informações detalhadas sobre os poços, data de referência 23/06/2024.

## 3.2. Unidade de Produção Marítima

Não se aplica. Fica com a futura operadora.

### 3.2.1. Descrição

Não se aplica. Fica com a futura operadora.

### 3.2.2. Módulos

Não se aplica. Fica com a futura operadora.

### 3.2.3. Sistema de manutenção de posição

Não se aplica. Não existe.

## 3.3. Dutos

As linhas escopo deste PDI são apresentadas no **Anexo 3** – Inventário de Dutos e **Anexo 2** – Diagrama Unifilar e Arranjo Submarino (coloridas), onde são apresentadas as informações gerais e descritas as características gerais das linhas e/ou trechos de flexíveis e rígidos do sistema de coleta (PO, GL e Umbilicais) e exportação (oleodutos e gasodutos) que fazem parte do escopo deste PDI.

As linhas que fazem parte do escopo deste PDI, podem ser agrupadas da seguinte forma:

- Bundles de Poços Produtores;
- Conjunto de linhas que interligam a plataforma aos manifolds submarinos (tratados futuramente no PDI Executivo a ser encaminhado em 2026, já explicado);
- Oleoduto 8" P-09/ MIS-CO-01/PCH-2;
- Oleoduto 10" P-09/ MIS-CO-01/PCH-2;
- Gasoduto 6" P-09/ESDV-VE-P-09/PCH-2;

- Gasoduto 16" PCH-1/PNA-1;
- Oleoduto 12" PCH-1/PNA-1;

Destaca-se que, conforme demonstrado no **Anexo 2 – Diagrama Unifilar**, há uma limite de bateria do projeto de descomissionamento, de fácil visualização, de tal forma que alguns trechos dos oleodutos e gasodutos acima que são interligados em PNA-1 e P-09 estão fora do escopo aqui tratado, ficando para o projeto de descomissionamento das referidas plataformas.

### 3.4. Demais equipamentos do Sistema Submarino

Não se aplica. Escopo restrito do contrato não abrange os equipamentos submarinos. Serão tratados no PDI Sistemas Submarinos de 2026, conforme já mencionado.

### 3.5. Registros fotográficos, mapas e diagramas

a) No PDI Executivo de 2026, explicado no Resumo Executivo, serão apresentados os registros fotográficos das instalações de produção, objetos do descomissionamento, atualizados, com a respectiva identificação da data de captação das imagens.

b) **Nos anexos 1 e 2**, estão apresentados os mapas, dados e informações georreferenciados, com indicação da localização de todas as instalações de produção existentes na área de descomissionamento, destacando-se aquelas que são alvo do PDI. No PDI Executivo de 2026, explicado no Resumo Executivo, serão apresentados os arquivos *shapefile*, conforme padrão ANP4C.

c) O diagrama unifilar de interligação das instalações de produção existentes na área de descomissionamento da PCH-1 e PCH-2 está exposto no **Anexo 2**.

### 3.6. Intervenções em poços

As intervenções previstas em poços deste Projeto de Descomissionamento são apresentadas no anexo 4.

#### **Abandono permanente a ser realizado**

As intervenções de abandono permanente serão realizadas conforme as diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº46/2016 – Capítulo 10.5 – Abandono), do “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços” e das condicionantes da Licença de Operação.

Preferencialmente, serão em duas fases: a Fase 1 será um *light workover* e a Fase 2 será um *heavy workover*. Eventualmente alguns poços poderão ser enquadrados nos casos de abandono *through-tubing*, ou seja, sem a necessidade de remoção da coluna de produção; desse modo, o abandono será concluído em uma única fase (*light workover*).

Na fase 1 o poço é submetido a reavaliação da integridade (verificação / monitoramento dos Conjuntos Solidários de Barreiras – CSB) e/ou restauração de integridade e permanecerá em abandono temporário até a segunda intervenção (Fase 2), que consiste no estabelecimento de CSB (conjuntos solidários de barreiras) em caráter permanente.

Para cada poço, os intervalos entre a desconexão e a Fase 1 (ou única) ou entre as fases 1 e 2 dos abandonos, não ultrapassarão o prazo limite de 3 (três) anos para permanência em abandono temporário sem monitoramento. Desse modo, será cumprido o que fora estabelecido no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP, Resolução ANP nº. 46/2016).

Conforme planejado, ao final dos abandonos **convencionais**, que estão previstos de ocorrer para os poços RJS-190 e RJS-34 (ver Obs[3] da tabela do anexo 4) serão retiradas a *Tree Cap* e Árvore de Natal Molhada (ANM) da cabeça dos poços. A Base Adaptadora de Produção (BAP), para os poços que tiverem, será mantida no leito marinho (altura de aproximadamente 4,2 m do topo da BAP até o leito marinho).

Para os casos passíveis de realização do abandono **through-tubing** (ver anexo 4) a BAP e a ANM serão mantidas no leito marinho, em altura de aproximadamente 7,0 m do topo

da ANM, sobre a BAP, até o leito em questão.

### **3.7. Materiais, resíduos e rejeitos presentes nas instalações**

Este item apresenta informações sobre a presença de NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*) e produtos químicos na planta de processamento da PCH-1 e PCH-2.

#### **Rejeitos radioativos**

Não se aplica. A planta de processo não é escopo deste PDI pois será cedida à cessionária PERENCO.

#### **Produtos Químicos**

Não se aplica. A planta de processo não é escopo deste PDI pois será cedida à cessionária PERENCO.

### **3.8. Materiais, resíduos e rejeitos depositados no leito marinho**

Durante as operações de descomissionamento (ex.: desconexões submarinas), as quais serão acompanhadas por ROV (*Remotely Operated Vehicle*), serão registradas informações (ex.: LDA, coordenadas e dimensões estimadas) sobre os materiais e resíduos (comumente denominados de “sucatas”) detectados no leito marinho. Essas informações serão utilizadas para subsidiar o planejamento e a execução de remoção dessas estruturas, conforme será apresentado futuramente no PDI Executivo de 2026, vide Resumo Executivo deste documento.

Destaca-se que, complementarmente às informações obtidas durante as operações de descomissionamento, também poderão ser realizadas inspeções específicas para o mapeamento de “sucatas” no leito marinho.

## Capítulo 4:

# Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento

## **Capítulo 4. Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento**

Este capítulo apresenta as alternativas de descomissionamento (destinação final), propostas pela Petrobras, para os principais componentes do sistema submarino de produção da PCH-1 e PCH-2: dutos rígidos, dutos flexíveis, umbilicais e equipamentos submarinos.

### **4.a) Detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação**

#### ***Dutos Rígidos***

A análise das alternativas de descomissionamento ainda está em curso e deve ser apresentada em definitivo para os órgãos reguladores no PDI do Sistema Submarino em 2026, conforme mencionado no resumo executivo.

#### ***Dutos flexíveis e umbilicais***

Em linha com as reiteradas manifestações do IBAMA, **estamos adotando o recolhimento integral** como caso base de descomissionamento das linhas flexíveis. Por conseguinte, a proposição de “permanência definitiva in situ” e/ou de “remoção parcial” das linhas flexíveis será tratada como exceção, caso seja identificada alguma inviabilidade técnica ou riscos inaceitáveis aos trabalhadores ou ao meio ambiente. Em que pese a premissa adotada, destacamos que há inúmeros trabalhos técnicos-científicos apontando que, para vários cenários, o recolhimento integral de sistemas submarinos não se mostra como a melhor (mais indicada) opção de descomissionamento, inclusive do ponto de vista ambiental.

#### ***Equipamentos Submarinos***

Para este PDI Conceitual os equipamentos submarinos não fazem parte do escopo deste documento, porém farão parte do projeto de descomissionamento da PCH-1 e PCH-2, no *PDI Submarino 2026* conforme carta já mencionada entregue em abril de 2024, explicado no resumo executivo deste documento.

## ***Sistema de Ancoragem***

Não se aplica.

## ***Plataforma***

Não se aplica. A planta de processo e jaqueta não serão descomissionadas, ficam com a futura operadora.

## ***Estruturas PDID***

Serão abordados no *PDI Executivo Submarino de 2026*, conforme elucidado e explicado no capítulo 3 e resumo executivo.

## ***Outros elementos***

As estruturas PDID que forem eventualmente classificadas como “Outros elementos” e que fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento de PCH-1 e PCH-2 abrangem as “sucatas”.

Os elementos que integram o PDID e estão classificados como “sucatas” serão submetidos à avaliação que irá considerar as alternativas de descomissionamento. Eventualmente, caso sejam encontrados elementos que não possam ser removidos, em decorrência de limitações técnicas (ex.: integridade comprometida) ou sejam identificados materiais passíveis de recuperação, a descrição e o quantitativo serão listados no Relatório de Descomissionamento das Instalações.

## **4.b) Estudo comparativo das alternativas de descomissionamento**

### ***Dutos Rígidos***

O estudo dos dutos Rígidos será mencionado em detalhes no PDI Executivo Submarino de 2026.

### ***Dutos flexíveis e umbilicais***

A alternativa de descomissionamento a ser aplicada é o **recolhimento integral** de dutos flexíveis e umbilicais de escopo do PDI.

## ***Equipamentos Submarinos***

Estudo comparativo será entregue no PDI Submarino de 2026, conforme mencionado no item 4.a e já explicado anteriormente.

## ***Sistemas de Ancoragem***

Não se aplica.

## ***Plataforma***

Não se aplica. A planta de processo e jaqueta não serão descomissionadas, ficam com a futura operadora.

## ***Estruturas PDID***

Serão abordados no PDI Executivo Submarino de 2026, conforme elucidado e explicado no capítulo 3 e resumo executivo.

## ***Outros elementos***

Os elementos de tipologia “sucatas” integrantes do PDID terão a alternativa de descomissionamento a ser avaliada e apresentada. Eventuais elementos que não possam ser removidos, em decorrência de limitações técnicas (ex.: integridade comprometida), bem como o quantitativo de material que for possível ser recuperado, serão listados no Relatório de Descomissionamento das Instalações.



# Capítulo 5: Projeto de Descomissionamento de Instalações

---



## Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações

O objetivo deste capítulo será apresentar o cronograma do Projeto de Descomissionamento de Instalações, a partir das alternativas selecionadas por instalação, conforme a abordagem a seguir.

### 5.4 Cronograma

O cronograma físico de execução do Projeto de Descomissionamento da PCH-1 e PCH-2 está exposto na **Figura abaixo**:

Fases e Atividades do Projeto de Descomissionamento da PCH-1 e PCH-2				2025													2027												2028															
	mar/20	2023	2024	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	2026	jan/27	fev/27	mar/27	abr/27	mai/27	jun/27	jul/27	ago/27	set/27	out/27	nov/27	dez/27	jan/28	fev/28	mar/28	abr/28	mai/28	jun/28	jul/28	ago/28	set/28	out/28	nov/28	dez/28	2029	2030	2031	
rotocolo nos órgãos reguladores do PDI Conceitual Submarino de PCH-1 e PCH-2																																												
Fechamento dos poços produtores e parada de injeção																																												
Limpeza das Linhas (sist. coleta, gasoduto de exportação/importação e oleodutos)																																												
Remoção de linhas flexíveis																																												
Abandono de poços																																												

**Figura 4** - Cronograma físico de execução das fases do Projeto de Descomissionamento da PCH-1 e PCH-2.

**Notas:**

**[1]** As atividades delineadas no cronograma representam restrições à execução das atividades subsequentes. Portanto, qualquer eventual atraso em uma atividade (seja ela operacional ou de gestão, interna ou externa à Petrobras) terá um impacto correspondente no cronograma das atividades subsequentes.

**[2]** Previamente às atividades de desconexão que forem necessárias antes da aprovação do PDI executivo, os órgãos serão informados do planejamento e execução.

Neste cronograma, estão sendo consideradas as atividades de desconexões das linhas submarinas e abertura de conexões e/ou corte dos umbilicais utilizando ROV, dado que não ocorrerá pull-out de *qualquer riser* escopo Petrobrás.

Esta análise das desconexões e/ou cortes será melhor detalhada no PDI executivo de 2026.

# Capítulo 9:

# Responsabilidad Institucional



## **Capítulo 9. Responsabilidade Institucional**

A responsabilidade legal pelo Projeto de Descomissionamento da PCH-1 e PCH-2, segundo diretrizes propostas apresentadas nesse documento, é da PETROBRAS – Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Campos (UN-BC).

Endereço: Avenida Elias Agostinho, 665, Imbetiba, Macaé/RJ. CEP: 27.913-350.


Telefone: (22) 3377-4134.

# Capítulo 10:


# Responsáveis Técnicos



Os responsáveis técnicos por esse documento estão indicados nas páginas seguintes. Os certificados de regularidade do Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental<sup>7</sup> dos profissionais (quando aplicável) encontram-se devidamente válidos.

<b>Profissional</b>	Aline Cortizo
<b>Área Profissional</b>	Engenharia de Petróleo
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA RJ 2005101362
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	
<b>Função</b>	Gerente
<b>Disciplina</b>	Gerenciamento de Projeto.
<b>Responsável pela(s) Sessão(ões)</b>	Resumo Executivo; Capítulo 1. Referência; Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento; Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas; Capítulo 4. Caracterização das alternativas de descomissionamento por instalação; Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações;
<b>Assinatura</b>	 Aline Cortizo Costa (5 de agosto de 2024 13:57 ADT)

<sup>7</sup> De acordo com a Política de Segurança da Informação da Petrobras (PL-0SPB-00019) e a Diretriz de Proteção de Dados Pessoais e Privacidade (DI-1PBR-00339), em atendimento à Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD) - Lei nº 13.709/2018, não será anexado ao PDI o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental, pois este documento contém dados pessoais, como endereço dos profissionais.

<b>Profissional</b>	Ana Carolina De Lima Pezzini
<b>Área Profissional</b>	Gestão em projetos de Descomissionamento
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	2003103895
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	8381345
<b>Função</b>	Gerente Setorial
<b>Disciplina</b>	Engenharia Submarina
<b>Responsável pela(s) Sessão(ões)</b>	Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas; Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações;
<b>Assinatura</b>	

<b>Profissional</b>	Rafael de Moura Conceição
<b>Área Profissional</b>	Engenharia de Petróleo
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA-RJ 2015111403
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	
<b>Função</b>	Coordenador
<b>Disciplina</b>	Unidade de Negócios
<b>Responsável pela(s) Sessão(ões)</b>	Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas; Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações;

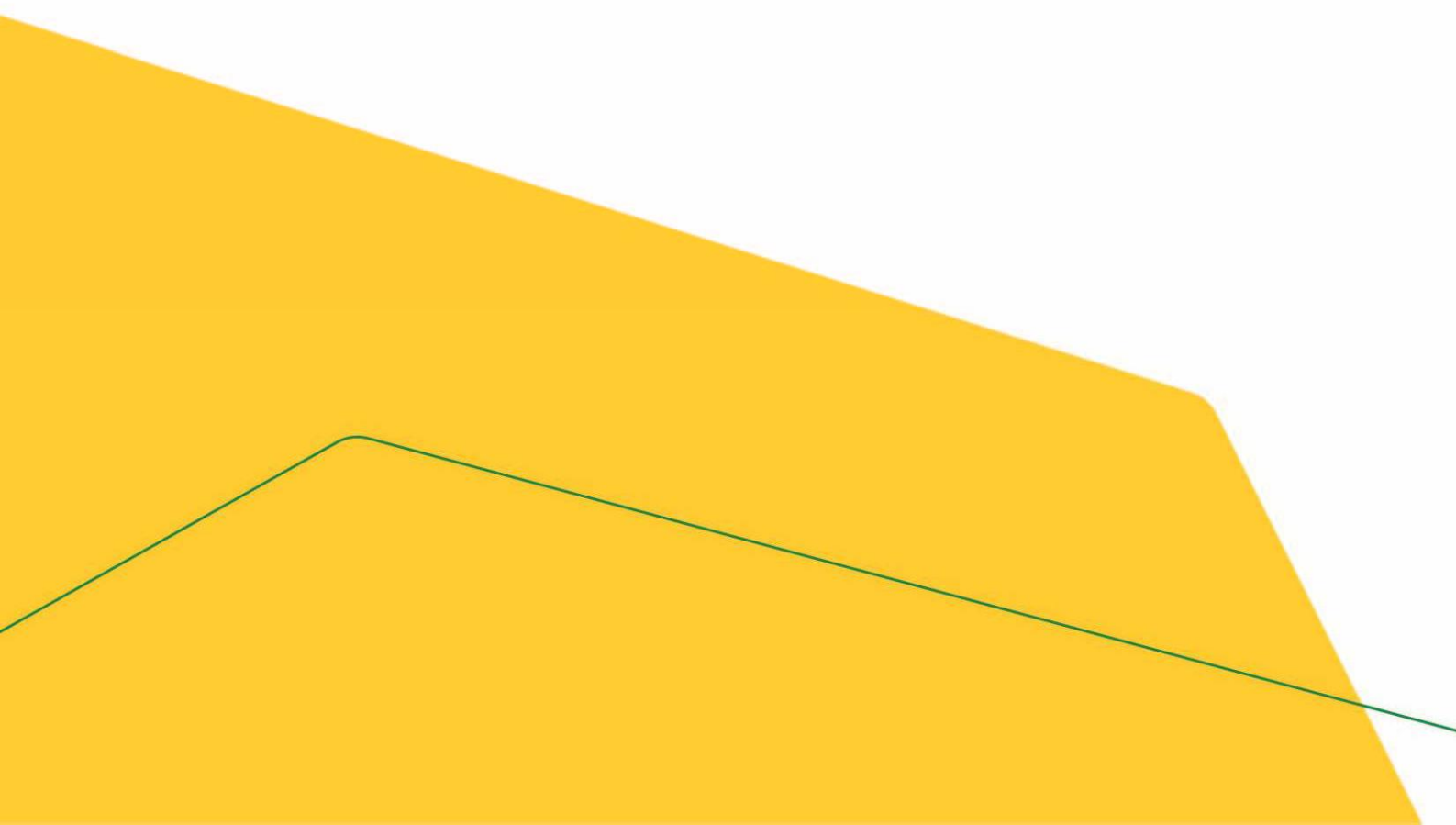


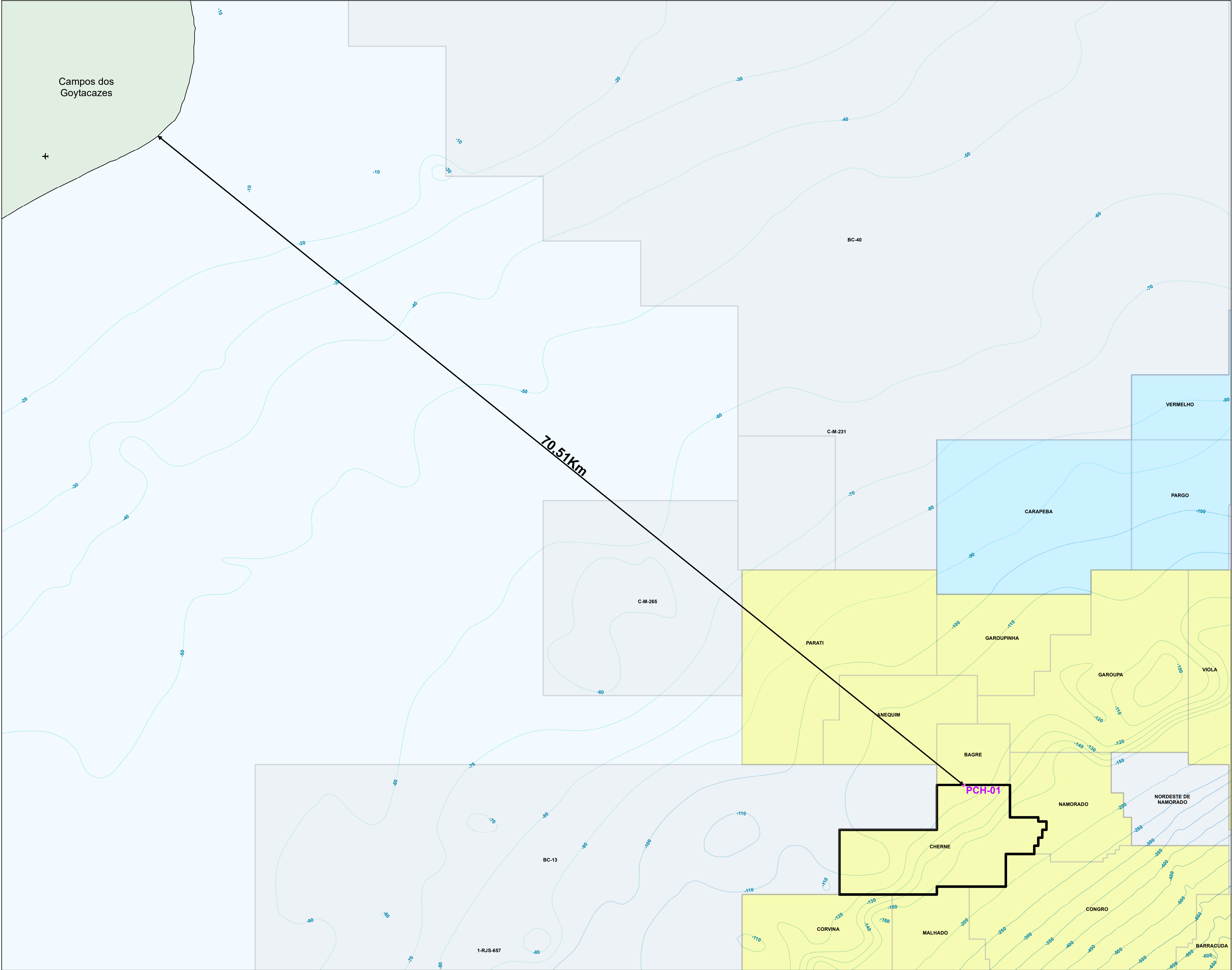
<b>Assinatura</b>	Rafael Moura
-------------------	--------------



# Anexo 1

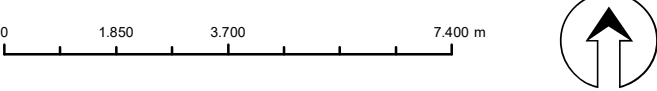
## Mapa de Localização da PCH-1 e PCH-2 na Bacia de Campos





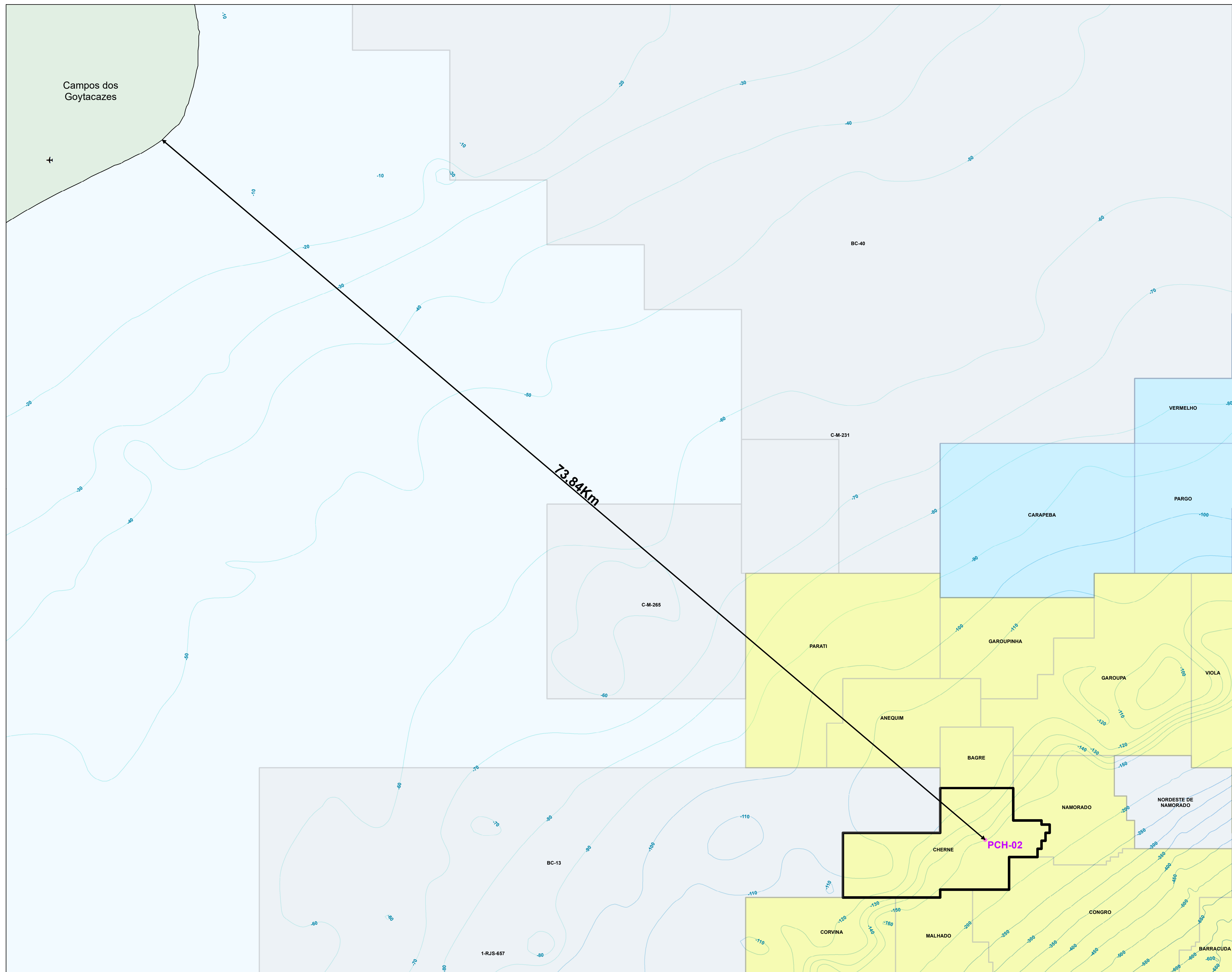
**Legenda**

- Distância da Plataforma até a Costa
- UEPs - SGO
- Blocos Devolvidos Petrobras
- Blocos de Produção da Petrobras - Cherne
- Blocos de Produção da Petrobras
- Blocos de Produção de Outras Empresas
- Aeroportos
- Municípios
- Estados



As informações deste documento são propriedade da PETROBRAS, sendo proibida a utilização fora de sua finalidade.

Cliente	PDP/PROJ-DESC/PROJ-III/DESC-VI	
Área	BACIA DE CAMPOS	
Título	Mapa de distância da PCH-01 para a costa do estado do Rio de Janeiro	
Classificação SI	Interna	
Exec.	M. Porto (EYXX)	Verif. C. Remelli (XM73)
Título	26/01/2024	Escala 1:125.000
Datum	SIRGAS2000	Projeção UTM - Fuso 24S
Fonte	As informações do mapa base foram extraídas do Banco de Dados Cartográficos da Petrobras e do Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil	

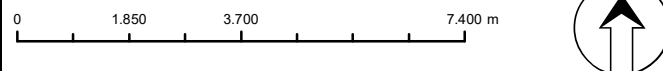


### Legenda

↔ Distância da Plataforma até a Costa

- UEPs - SGO
- Blocos Devolvidos Petrobras
- Blocos de Produção da Petrobras - Cherne
- Blocos de Produção da Petrobras
- Blocos de Produção de Outras Empresas
- ✈ Aeroportos
- Municípios
- Estados

**Mapa de Localização:**



As informações deste documento são propriedade da PETROBRAS, sendo proibida a utilização fora de sua finalidade.



Cliente	PDP/PROJ-DESC/PROJ-III/DESC-VI
---------	--------------------------------

BACIA DE CAMPOS

Mapa de distância da PCH-02 para a costa do estado do Rio de Janeiro

Classificação SI	Internacional
------------------	---------------







Exec.	M. Porto ((EYXX)	Verif.	C. Remelli (XM73)	Aprov.	G. Schwarz (MJFF)
Data	26/01/2024	Escala	1:125.000	Folha	A1   01/01
Datum	SIRGAS2000	Projeção	UTM - Fuso 24S	Meridiano Central	39º C
Fonte	As informações do mapa base foram extraídas do Banco de Dados Cartográficos da Petrobras e do Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil				

# Anexo 2

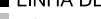

## Diagrama Unifilar e Arranjo Submarino da Plataforma PCH-1 e PCH-2









LEGENDA DE REPRESENTAÇÃO	
CORES	
	LINHA DE ÁGUA
	LINHA DE ÓLEO - PRODUÇÃO / OLEODUTO
	UMBILICAL
	CABO ELÉTRICO
	LINHA DE GÁS - GASODUTO / INJEÇÃO
	FORA DE ESCOPO



ESTILOS	
	LINHA FLEXÍVEL
	LINHA RÍGIDA

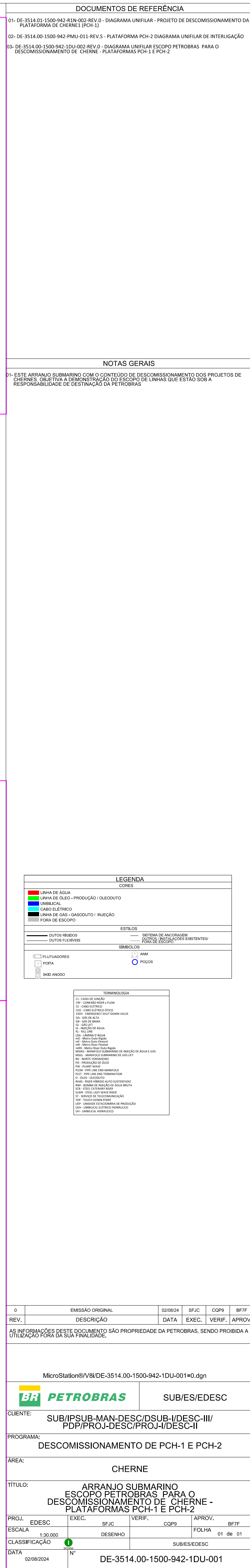
SÍMBOLOS	
	INDICATIVO DE CONEXÃO AO SLOOT: RISERS CONECTADOS A PLATAFORMA
	RISER CONFIGURADO EM CATENARIA LIVRE
	LINHA / DESCONECTADA / ABANDONADA
	ÁRVORE DE NATAL

**TERMINOLOGIA**

C - CAXA DE JUNÇÃO  
CF - CONDIÇÃO FLOW  
C - CABO ELÉTRICO  
CLO - CABO ELÉTRICO ÓTICO  
ESD - EMERGENCY SHUT DOWN VALVE  
G - GÁS DE ALTA  
GR - GÁS BRANCO  
GL - GÁS LÍQUIDO  
I - INJEÇÃO DE ÁGUA  
K - KEILL LINE  
LDA - LÂMINA DE LATA  
M - MOTOR DUTO RÁPIDO  
MFD - MOTOR DUTO FLEXÍVEL  
MFL - MOTOR LATA FLEXÍVEL  
MRO - MOTOR ROTO DUTO RÁPIDO  
N - NÚMERO DE INJEÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA E GÁS  
NM - MANÔMETRO SUMARINHO DE GÁS LÍQUIDO  
N - NORTE USANDO  
PO - PRODUÇÃO DE ÓLEO  
PW - PLANT WARE  
PFL - PIPE LINE END MANIFOLD  
PLF - PIPE LINE END TERMINATOR  
Q - QLEO - QLEOÓDIO  
RHO - RESERVOIRÁRIO AUTO SUSTENTADO  
RB - BOMBA DE INJEÇÃO DE GÁS BRUTA  
R - RIGID - STEEL CATHRAY RISE  
SLWR - STEEL TUBING WARE ROSE  
ST - SERVIÇO DE ELÉTRICIDADE  
TDP - TIGHT DOWN POINT  
UEP - UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO  
ULF - UNIFORM LÍQUIDO ELÉTRICO HIDRÁULICO  
ULF - UNIFORM LÍQUIDO ELÉTRICO

MicroStation®/V8/ID-3514-00-1500-942-1DU-002-00.dgn									
 <b>PETROBRAS</b>					SUB/S=EDESC				
CLIENTE: PDIP/SUB-MAIN-DESC/PAI-DESC-III/ SUB/PROJ-DESC/PROJ/J-DESC-II									
PROGRAMA: DESCOMISSÃO DE PCH-1 E PCH-2									
ÁREA: CHERNE									
TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR ESCOPO PETRALIS PARA O DESCOMISSAMENTO DE CHERNE - PLATAFORMAS PCH-1 E PCH-2									
PROJ.	ESCALA	EXEC.	DEFIN.	VERIF.	CDPJ	APROV.	BFT		
	SEM ESCALA		SE					01 de 01	
CLASSIFICAÇÃO						SUB/DESCRIÇÃO DE DESC			
DATA		17		DE-3514-00-1500-942-1DU-002					







# Anexo 3

## Inventário de Dutos da PCH-1 e PCH-2



Linhas Flexíveis PCH -1

Cessão Bagre e Cherne - Dutos Flexíveis e Umbilicais Submarinos													
#	A - Tipo do Duto	B - Nome e Código ANP do Duto		C - Nome e Código da Origem		D - Nome e Código do Destino		E - Ano de Instalação	F - Extensão Total [m]	G - Extensão do Trecho Riser [m]	G - Extensão do Trecho Flowline [m]	H - Extensão do Trecho Aflorado [m]	H - Extensão do Trecho Enterrado [m]
1	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_MSGL-AN/3-RJS-180	19327	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	SISTEMA ANM [3-RJS-180A]	3261	1987/1989	5930	0	5930	5930	0
2	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_MSGL-AN/3-RJS-217B	32189	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	SISTEMA ANM [3-RJS-217B]	51260	1986/1989	1973	0	1973	1973	0
3	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_MSGL-AN/3-RJS-218	19332	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	SISTEMA ANM [3-RJS-218]	3253	1989	100	0	100	100	0
4	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-1/MSG L-AN	19334	Spool de Fechamento [SF_SIO5_PCH-1]	3147	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	2010/2012	9468	693	8775	9468	0
5	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_MIS-AN/PCH-1	19349	Trecho Rígido [4716]	19350	Spool de Fechamento [SF_SJO4_PCH-1]	67688	1984	205	205	0	205	0
6	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_RJS-182/PCH-1	39735	Extremidade Livre	N/A Ver OBS. 11	Extremidade Livre	N/A Ver OBS. 11	1987	235	235	0	235	0
7	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_3-RJS-180/PCH-1	19342	SISTEMA ANM [3-RJS-180A]	3261	Spool de Fechamento [SF_SIO3_PCH-1]	3146	1985/1989/1985	6121	195	5926	6121	0
8	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_3-RJS-217B/MIS-AN	32196	SISTEMA ANM [3-RJS-217B]	51260	MANIFOLD [MIS-AN]	3200	1989/1981	2095	0	2095	2095	0
9	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_3-RJS-218/MIS-AN	19347	SISTEMA ANM [3-RJS-218]	3253	MANIFOLD [MIS-AN]	3200	1989	190	0	190	190	0
10	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_CJ-4_PCH-1/MSG L-AN(LINHA 1)	19352	Caixa de Junção [CJ-4_PCH-1]	5493	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	1989	3540	0	3540	3540	0
11	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_CJ-4_PCH-1/MSG L-AN(LINHA 2)	19356	Caixa de Junção [CJ-4_PCH-1]	5493	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	1989	3700	0	3700	3700	0
12	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_MSG L-AN/3-RJS-180	19359	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	SISTEMA ANM [3-RJS-180A]	3261	1989	5920	0	5920	5920	0
13	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_MSG L-AN/3-RJS-218	19362	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	SISTEMA ANM [3-RJS-218]	3253	1990	100	0	100	100	0
14	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_PCH-1/CJ-4_PCH-1(MSG L-AN)	19364	Caixa de Junção Virtual [CJIV_SRF04_PCH-1]	3111	Caixa de Junção [CJ-4_PCH-1]	5493	1998/1989	5449	234	5215	5449	0
15	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_PCH-1/MSG L-AN	32281	Caixa de Junção Virtual [CJIV_SRF-05_PCH-1]	3110	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	2009/1989	9260	330	8930	9260	0
16	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_MSG L-AN/3-RJS-217B	32199	MANIFOLD [MSG L-AN]	3199	SISTEMA ANM [3-RJS-217B]	51260	1989	2080	0	2080	2080	0
17	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_PCH-1/MSG L-AN (TRACK)	39737	Extremidade Livre	N/A Ver OBS. 11	Extremidade Livre	N/A Ver OBS. 11	1989	235	0	235	235	0
18	Fibra Óptica [Ver OBS. 2]	ST_PGP-1/PCH-1	N/A	PGP-1	N/A Ver OBS. 11	PCH-1	N/A Ver OBS. 11	1990	13000	13000 Ver OBS. 3	0	13000	0
19	Fibra Óptica [Ver OBS. 2]	ST_PCH-1/PNA-2	N/A	PCH-1	N/A Ver OBS. 11	PNA-2	N/A Ver OBS. 11	1997	9000	9000 Ver OBS. 3	0	9000	0
20	Fibra Óptica [Ver OBS. 2]	ST_PCH-1/PCE-1	N/A	PCH-1	N/A Ver OBS. 11	PCE-1	N/A Ver OBS. 11	1990	43.436	43436 Ver OBS. 3	0	43436	0

#	I - Diâmetro Nominal [pol]	J - Tipo de Estrutura (Rígido, Flexível, Polimérico ou Híbrido)	K - Massa Total (t)	L - Elementos de Estabilização [qtd]	M - Vãos Livres [qtd]	N - Produto Movimentado	O - Profundidade da Origem [m]	O - Profundidade do Destino [m]	P - Profundidade de Enterramento [m]	Q - Situação Operacional	Q - Situação de Conexão do Duto em suas Extremidades
1	2,5	Flexível	82	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Gas Lift	108	97	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
2	2,5	Flexível	27	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Gas Lift	108	107	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
3	2,5	Flexível	1	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Gas Lift	109	106	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
4	4,0	Flexível	409	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Gas Lift	N/A	106	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
5	8,0	Flexível	14	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Produção de Óleo	117	N/A	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
6	4,0	Flexível	9	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Produção de Óleo	114	114	0 Ver OBS. 6	Desinstalado	Origem:Desconectado Destino:Desconectado
7	4,0/6,0	Flexível	134	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Produção de Óleo	97	N/A	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
8	4,0	Flexível	148	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Produção de Óleo	109	108	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
9	4,0	Flexível	4	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Produção de Óleo	105	107	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
10	N/A	Flexível	42	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Elétrico-Hidráulico	111	106	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
11	N/A	Flexível	44	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Elétrico-Hidráulico	111	105	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
12	N/A	Flexível	71	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Elétrico-Hidráulico	106	93	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
13	N/A	Flexível	1	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Hidráulico + Aquisição de Dados	110	110	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
14	N/A	Flexível	61	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Elétrico-Hidráulico	N/A	111	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
15	N/A	Flexível	112	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Elétrico-Hidráulico	N/A	112	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
16	N/A	Flexível	24	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Hidráulico	107	105	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
17	N/A	Flexível	2	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Controle Hidráulico	116	115	0 Ver OBS. 6	Desinstalado	Origem:Desconectado Destino:Desconectado
18	N/A	Flexível	N/A	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Sistema de transmissão	N/A	N/A	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
19	N/A	Flexível	N/A	0 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Sistema de transmissão	N/A	N/A	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
20	N/A	Flexível	N/A	2 Ver OBS. 4	Ver OBS. 5	Sistema de transmissão	N/A	N/A	0 Ver OBS. 6	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado

#	R - Condição de Limpeza dos Dutos Inativos	R - Data de Execução da Limpeza dos Dutos Inativos	S - Condição de Tamponamento dos Dutos Inativos	T - Aspectos de Destaque que Possam Influenciar o Planejamento do Descomissionamento (Cruzamentos, Interligações, Interferências com Linhas Ativas, etc	U - Datas das Inspeções que Deram Origem às Informações Solicitadas nos Itens Anteriores.
1	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	30 cruzamentos por cima do duto; 12 ocorrências de sucata em contato com o duto.	Ultima inpeção 2022.
2	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	07 cruzamentos por cima do duto, 14 cruzamentos, 1 ocorrência de duto sobre sucata metálica, sem marcas de interação.	Ultima inpeção 2023.
3	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	3 cruzamentos por cima do duto; Sucata metálica em contato com o duto.	Ultima inpeção 2019.
4	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	03 cruzamentos, Sucata sob o duto.	Inspeções entre 2019 e 2022.
5	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	Duto sobre sucata metálica; Cruzamento abaixo com linha de PO.	Ultima inpeção 2021.
6	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	2 cruzamentos por cima do duto; 03 cruzamentos.	Ver OBS.10
7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	5 cruzamento por cima do duto, Reparo com desprendimento de fita, Sucata sob a linha.	Ultima inpeção 2015.
8	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	Duto sobre sucata metálica sem possibilidade de remoção – sem danos a capa externa; 19 cruzamentos sobre o tramo.	Ultima inpeção 2023.
9	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 8	2 cruzamentos sobre o tramo.	Ultima inpeção 2015.
10	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	3 cruzamentos por cima do tramo; 15 cruzamentos.	Ultima inpeção 2015.
11	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	1 cruzamentos sobre o duto, 1 cruzamento, 3 trechos assoreados, Sucata metálica.	Ultima inpeção 2015.
12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	13 cruzamentos sobre o duto.	Ultima inpeção 2015.
13	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	01 cruzamentos por cima do duto; 08 cruzamentos.	Inspeções entre 2003 e 2023.
14	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	3 cruzamento sobre o duto; Estrutura metálica instalada no duto de UEH com cabos de aço deteriorados.	Ultima inpeção 2015.
15	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	1 cruzamento sobre o duto.	Inspeções entre 2003 e 2023.
16	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	21 cruzamentos sobre o duto; Sucata ao lado, sobre e passando por baixo do duto.	Ultima inpeção 2015.
17	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	UEH entrelaçado com outro UH que se encontra abandonado.	Ultima inpeção 2008.
18	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	3 cruzamentos sobre o duto.	Ultima inpeção 2015.
19	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	0 cruzamentos sobre o duto e 0 cruzamentos.	Ultima inpeção 2019.
20	Ver OBS. 12	Ver OBS. 12	Ver OBS. 8	20 cruzamentos sobre o duto.	Inspeções entre 2014 e 2015.

**OBS. 1:** Linha associada à plataforma PCH-1 (campo "instalação" no Cadastro Submarino - ANP).

**OBS. 2:** Linha associada ao Polo Garoupa não estando associada a uma plataforma específica (campo "instalação" no Cadastro Submarino - ANP). Estas linhas não fazem parte deste projeto de descomissionamento, estando a Petrobras operando as linhas conforme acordado com a compradora.

**OBS. 3:** O ST (Cabo Fibra-Óptico) é composto por um tramo único. Portanto, não é possível diferenciar "tramo(s) flowline" de "tramo(s) riser".

**OBS. 4:** As linhas flexíveis não possuem "elementos de estabilização", como os que existem sob os dutos rígidos (Ex.: mantas de concreto). Todavia, destaca-se que, no "riser", onde a CRF esta aberta podem existir cachos de amarras / pesos mortos para amarras / pesos mortos para "ancoragem", os quais serão descomissionados junto com as linhas flexíveis.

**OBS. 5:** Como "vãos livres" não representam, a priori, um problema de integridade para linhas flexíveis (ao contrário do que ocorre para dutos rígidos), nem para o seu descomissionamento, a sua quantidade não é computada/armazenada nos bancos de dados de sistemas submarinos.

**OBS. 6:** Não observado trechos enterrados por rochas (nos cruzamentos com os dutos rígidos), todas as linhas flexíveis possuem somente trechos soterrados devido à movimentação de sedimentos no leito marinho. Como esses "soterramentos naturais" não representam, a priori, um impeditivo para a remoção das linhas, as suas extensões não foram computadas. Portanto, para fins práticos, os trechos "soterrados naturalmente" foram considerados no cômputo da "extensão de trecho aflorado" (profundidade de enterramento = 0).

**OBS. 7:** A limpeza dos dutos ainda sera realizada, como uma das etapas do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-1.

**OBS. 8:** Todas as linhas flexíveis estão conectadas/flangeadas em suas extremidades. Por conseguinte, nenhum duto possui extremidades tamponadas, com exceção da linha de UH e PO que esta desconectada em "Extremidade Livre".

**OBS. 9:** A situação da condição de limpeza dos dutos será confirmada em etapas futuras do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-1.

**OBS. 10:** Linha flexível esta desconectada e abandonado no leito marinho. Sua analise e tratamento ainda sera realizado, como uma das etapas do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-1.

**OBS. 11:** Para os itens que encontram-se desconectados em seu destino ou em sua origem, apresentam-se como N/A, pois não existe cadastro efetivo para uma extremidade livre.

**OBS. 12:** Estes itens são Cabos Elétricos ou Umbilicais, não sendo passíveis de limpeza.

# Linhas Flexíveis PCH -2

Cessão Bagre e Cherne - Dutos Flexíveis e Umbilicais Submarinos													
#	A - Tipo do Duto	B - Nome e Código ANP do Duto		C - Nome e Código da Origem		D - Nome e Código do Destino		E - Ano de Instalação	F - Extensão Total [m]	G - Extensão do Trecho Riser [m]	G - Extensão do Trecho Flowline [m]	H - Extensão do Trecho Aflorado [m]	H - Extensão do Trecho Enterrado [m]
1	Cabo Elétrico [Ver OBS. 1]	CE_EXTREMIDADE LIVRE/CJ-6_PCH-2	32644	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	Caixa de Junção [CJ-6_PCH-2]	53095	1985	270	0	270	270	0
2	Cabo Elétrico Ótico [Ver OBS. 1]	CEO_PCH-2/P-09 *	39811	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	2000/2004	14506	2850	11656	14506	0
3	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_MSP-MLH-01/3-RJS-362	41260	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	SISTEMA ANM [3-RJS-362]	52314	1996	1770	0	1770	1770	0
4	Injeção de Água [Ver OBS. 1]	IA_MSI-MLH-1/3-RJS-362	32249	MANIFOLD [MSI-MLH-01]	51195	SISTEMA ANM [3-RJS-362]	52314	1979/1991	1770	0	1770	1770	0
5	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_3-RJS-362/RJS-363	32272	SISTEMA ANM [3-RJS-363D]	52255	SISTEMA ANM [3-RJS-362]	52314	1998	1770	0	1770	1770	0
6	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-2/RJS-034	32336	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	SISTEMA ANM [4-RJS-34]	52313	1985/1986	1550	0	1550	1550	0
7	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_3-RJS-034/PCH-2	32269	SISTEMA ANM [4-RJS-34]	52313	Spool de Fechamento [SF_RF03_PCH-2]	52251	1986/1987	1761	210	1551	1761	0
8	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_PCH-2/CJ-2_PCH-2	19430	Caixa de Junção Virtual [CJV_SRF05_PCH-2]	3877	Caixa de Junção [CJ-2_PCH-2]	5494	1990	235	235	0	235	0
9	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_PCH-2/4-RJS-34	32274	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	SISTEMA ANM [4-RJS-34]	52313	1987	1550	0	1550	1550	0
10	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-2/RJS-346 (TRACK)	41128	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	EXTREMIDADE LIVRE	N/A	1984	210	210	0	210	0
11	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-2/3-RJS-346D	19375	Spool de fechamento [SF_SRF04_PCH-2]	3153	SISTEMA ANM [3-RJS-346D]	3262	1985/1986	8546	231	8315	8546	0
12	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_3-RJS-346D/PCH-2	19400	SISTEMA ANM [3-RJS-346D]	3262	Spool de Fechamento [SF_SRF06_PCH-2]	3149	1984/1987	8518	210	8308	8518	0
13	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_CJ-2_PCH-2/3-RJS-346D	19419	Caixa de Junção [CJ-2_PCH-2]	5494	SISTEMA ANM [3-RJS-346D]	3262	1993	8290	0	8290	8290	0
14	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-2/1-RJS-46	32230	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 9	EXTREMIDADE LIVRE	32232	1984	210	210	0	210	0
15	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-2/1-RJS-46	32230	EXTREMIDADE LIVRE	32231	SISTEMA ANM [1-RJS-46]	52249	1987	5040	0	5040	5040	0
16	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_1-RJS-46/PCH-2	32173	SISTEMA ANM [1-RJS-46]	52249	Spool de Fechamento [SF_RF13_PCH-2]	51303	1987/1983	5250	210	5040	5250	0
17	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_CJ-1_PCH-2/1-RJS-46	32180	Caixa de Junção [CJ-1_PCH-2]	51298	SISTEMA ANM [1-RJS-46]	52249	1987	5040	0	5040	5040	0
18	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_PCH-2/CJ1-1-RJS-46	32187	Caixa de Junção Virtual [CJV_RF02_PCH-2]	51265	SISTEMA ANM [1-RJS-46]	52249	2007	669	669	0	669	0
19	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-2/3-RJS-190	33991	Spool de Fechamento [SF_SRF10_PCH-2]	58185	SISTEMA ANM [3-RJS-190]	52252	1977/1997	4235	235	4000	4235	0
20	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_3-RJS-190/PCH-2	32176	SISTEMA ANM [3-RJS-190]	52252	Spool de Fechamento [SF_RF12_PCH-2]	51301	1985/1996	4235	235	4000	4235	0
21	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_PCH-2/3-RJS-190	32634	Caixa de Junção Virtual [CJV_SRF11_PCH-2]	51302	SISTEMA ANM [3-RJS-190]	52252	1985/2005	4263	263	4000	4263	0
22	Gás Lift [Ver OBS. 1]	GL_PCH-2/7-CG-005	19382	Spool de Fechamento [SF_SRF07_PCH-2]	3154	SISTEMA ANM [3-RJS-418D/7-CG-5HP- RJS/7-CG-SHPA-RJS]	3254	1977/1997	11457	255	11202	11457	0
23	Produção de Óleo [Ver OBS. 1]	PO_7-CG-005/PCH-2	19407	SISTEMA ANM [3-RJS-418D/7-CG-5HP- RJS/7-CG-SHPA-RJS]	3254	Spool de Fechamento [SF_SRF09_PCH-2]	3148	1982/1998	11600	255	11345	11600	0
24	Umbilical [Ver OBS. 1]	UEH_PCH-2/7-CG-005	19423	Caixa de Junção Virtual [CJV_SRF08_PCH-2]	3113	SISTEMA ANM [3-RJS-418D/7-CG-5HP- RJS/7-CG-SHPA-RJS]	3254	1992	11555	265	11290	11555	0
25	Injeção de Água [Ver OBS. 1]	IA_MSI-MLH-1/3-RJS-363D	32233	MANIFOLD [MSI-MLH-01]	51195	SISTEMA ANM [3-RJS-363D]	52255	1982	60	0	60	60	0
26	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_CJ-1_PCH-2/3-RJS-363D	32182	Caixa de Junção [CJ-1_PCH-2]	51298	SISTEMA ANM [3-RJS-363D]	52255	1996	10395	0	10395	10395	0
27	Injeção de Água [Ver OBS. 1]	IA_PCH-2/MSI-MLH-1	32253	Spool de Interligação [52089]	52501	MANIFOLD [MSI-MLH-01]	51195	1993/1998	10744	0	10744	10744	0
28	Oleoduto [Ver OBS. 1]	O_MIS-CO-1/PCH-2 **	32264	MANIFOLD [MIS-CO-01]	3202	Riser Rígido [4524]	32268	1984/1992	90	0	90	90	0
29	Umbilical [Ver OBS. 1]	UH_CJ-1_PCH-2/CJ-2_PCH-2	32146	Caixa de Junção [CJ-1_PCH-2]	51298	Caixa de Junção [CJ-2_PCH-2]	5494	1995	45	0	45	45	0
30	Gasoduto [Ver OBS. 1]	GA_P-09/PCH-2 6" **	18426	Trecho Rígido [4316]	18429	Spool de Fechamento [SF_I1_P-09]	3168	1985	270	270	0	270	0
31	Oleoduto [Ver OBS. 1]	O_P-09/PCH-2 10" **	18474	MANIFOLD [MIS-CO-01]	3202	Riser Rígido [4524]	18482	1985/1992	1240	0	1240	1240	0
32	Injeção de Água [Ver OBS. 1]	MSI-MLH-1/7-CO-2D-RJS	31978	MANIFOLD [MSI-MLH-01]	51195	SISTEMA ANM [7-CO-2D-RJS]	51194	2005	5639	0	5639	5639	0
#	I - Diâmetro Nominal [pol]		J - Tipo de Estrutura (Rígido, Flexível, Polimérico ou Híbrido)		K - Massa Total (t)	L - Elementos de Estabilização [qtd]	M - Vãos Livres [qtd]	N - Produto Movimentado	O - Profundidade da Origem [m]	O - Profundidade do Destino [m]	P - Profundidade de Enterramento [m]	Q - Situação Operacional	Q - Situação de Conexão do Duto em suas Extremidades
1	N/A		Flexível		4	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Cabo Elétrico	148	148	0 Ver OBS. 4	Desinstalado	Origem:Desconectado Destino:Conectado
2	N/A		Flexível		263	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Cabo Elétrico Ótico	150	207	0 Ver OBS. 4	Abandonado temporariamente	Origem:Desconectado Destino:Desconectado
3	2,5		Flexível		24	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	279	327	0 Ver OBS. 4	Desinstalado	Origem:Desconectado Destino:Conectado
4	4,0		Flexível		38	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Injeção de Água	277	327	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
5	N/A		Flexível		29	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	273	325	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
6	2,5		Flexível		22	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	148	150	0 Ver OBS. 4	Desinstalado	Origem:Desconectado Destino:Conectado
7	4,0		Flexível		41	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Produção de Óleo	142,67	N/A	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
8	N/A		Flexível		4	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	20	139	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
9	N/A		Flexível		16	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	148	150	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Desconectado Destino:Conectado
10	2,5		Flexível		5	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	142	138	0 Ver OBS. 4	Abandonado temporariamente	Origem:Desconectado Destino:Desconectado
11	2,5		Flexível		121	2 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	N/A	198	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
12	4,0		Flexível		185	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Produção de Óleo	199	N/A	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
13	N/A		Flexível		87	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	137	194	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
14	2,5		Flexível		5	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	143	126	0 [Ver OBS. 4]	Abandonado temporariamente	Origem:Desconectado Destino:Desconectado
15	2,5		Flexível		70	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	143	126	0 Ver OBS. 4	Desinstalado	Origem:Desconectado Destino:Conectado
16	4,0		Flexível		115	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Produção de Óleo	121	N/A	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
17	N/A		Flexível		82	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	140	123	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
18	N/A		Flexível		19	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico + Aquisição de Dados	143	142	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Desconectado Destino:Desconectado
19	2,5		Flexível		62	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	N/A	173	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
20	4,0		Flexível		95	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Produção de Óleo	173	N/A	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
21	N/A		Flexível		50	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	N/A	148	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
22	2,5		Flexível		164	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gas Lift	N/A	291	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
23	6,0		Flexível		469	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Produção de Óleo	288	N/A	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
24	N/A		Flexível		188	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	N/A	290	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
25	6,0		Flexível		3	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Injeção de Água	271	271	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
26	N/A		Flexível		172	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	136	268	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
27	6,0/8,0		Flexível		811	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Injeção de Água	141	273	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
28	8,0		Híbrido		6	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Oleoduto	215	141	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
29	N/A		Flexível		0	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Controle Hidráulico	136	139	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
30	6,0		Híbrido		11	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Gasoduto	138	N/A	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
31	10,0		Híbrido		120	1 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Oleoduto	212	N/A	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado
32	6,0		Flexível		282	0 Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Injeção de Água	271	272	0 Ver OBS. 4	Instalado	Origem:Conectado Destino:Conectado

#	R - Condição de Limpeza dos Dutos Inativos	R - Data de Execução da Limpeza dos Dutos Inativos	S - Condição de Tamponamento dos Dutos Inativos	T - Aspectos de Destaque que Possam Influenciar o Planejamento do Descomissionamento (Cruzamentos, Interligações, Interferências com Linhas Ativas, etc	U - Datas das Inspeções que Deram Origem às Informações Solicitadas nos Itens Anteriores.
1	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	1 cruzamento sobre do duto; 08 cruzamentos sem informações.	Ver OBS.8
2	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	Sucata de cabo acima da linha	Ultima inpeção 2000.
3	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	11 cruzamentos sob o duto, 10 cruzamentos sobre o duto; 7 cruzamentos sem informações.	Ver OBS.8
4	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	Peso morto próximo ao duto.	Ultima inpeção 2016.
5	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	10 cruzamentos sobre o umbilical, 6 cruzamentos sob o duto, umbilical com peso morto sob linha do mesmo bundle,	Ultima inpeção 2015.
6	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 6	10 cruzamentos sobre o umbilical, umbilical com peso morto sob linha do mesmo bundle, 1 sucata sob a linha, 1 sucata não metálica sobre o duto, 6 cruzamentos sob o duto, 2 cruzamentos sobre o duto e 9 cruzamentos sem informação.	Ultima inpeção 2015.
7	Ver OBS. 10	Ver OBS. 7	Ver OBS. 6	6 cruzamentos sob o duto, 2 cruzamentos sobre o duto e 19 cruzamentos sem informações.	Inspeções entre 2002 e 2019.
8	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	1 cruzamento abaixo do duto GL do mesmo bundle	Inspeções entre 2012 e 2022.
9	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	2 cruzamentos sob o duto, 3 cruzamentos sobre o duto e 21 cruzamentos sem informações.	Ver OBS.8
10	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	15 cruzamentos sob o tramo e 13 cruzamentos sem informações.	Inspeções entre 2000 e 2012.
11	Ver OBS. 10	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	38 cruzamentos por cima do duto, 4 pontos de vazamento dgás no duto de GL 2,5", 3 sucatas, cabo de aço da caixa de junção sobre o duto, peso morto interligado ao duto GL e 1 vavazamento de gás intermitente.	Inspeções entre 2013 e 2022.
12	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	17 cruzamentos sobre o duto, sucata metálica próximo do duto e 1 cruzamento do duto PO sob duto de outro bundle.	Inspeções entre 2013 e 2024.
13	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	Presença de sucatas metálicas e não metálicas próximas ao duto.	Ultima inpeção 2015.
14	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 6	Não identificado.	Inspeções entre 2008 e 2012.
15	Ver OBS. 7	Ver OBS. 7	Ver OBS. 6	36 cruzamentos no GIS-SUB, 22 cruzamentos sobre o tramo, 9 sob o tramo e 5 não identificados.	Ultima inpeção 2008.
16	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	10 cruzamentos sobre o duto.	Inspeções entre 2012 e 2022.
17	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	O RL-FSch15-192 não identifica os cruzamentos que estão sobre o duto.	Ultima inpeção 2015.
18	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	12 cruzamentos sob o duto, 2 cruzamentos sobre o duto e 1 cruzamento sem informação.	Inspeções entre 2002 e 2022.
19	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	Não identificado.	Inspeções entre 2008 e 2024.
20	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	Sucata (pneu defesa) lateral ao duto e sucata metálica (amarras) sobre o duto.	Inspeções entre 2008 e 2023.
21	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	25 cruzamentos sob o duto, 50 cruzamentos sobre o duto e 10 cruzamentos sem informações.	Inspeções entre 2012 e 2022.
22	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	33 cruzamentos sobre o duto.	Ultima inpeção 2023.
23	Ver OBS. 10	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	17 cruzamentos sob o duto, 23 cruzamentos sobre o duto, 1 cruzamento sem informação, presença de sucatas metálicas e não metálicas próximas ao duto.	Inspeções entre 2014 e 2022.
24	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	26 cruzamentos sobre o duto e presença de sucatas metálicas próximas ao duto.	Inspeções entre 2015 e 2022.
25	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	Não identificado.	Ultima inpeção 2002.
26	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	12 cruzamentos sobre o duto e 12 cruzamento sem informação.	Inspeções entre 2002 e 2003.
27	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	1 cruzamentos sobre o duto e sucata ao lado do duto.	Ultima inpeção 2015.
28	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	2 cruzamentos sobre o duto e 4 cruzamentos sem informação.	Ultima inpeção 2002.
29	Ver OBS. 10	Ver OBS. 10	Ver OBS. 6	1 cruzamentos sobre o duto.	Ver OBS.8
30	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	7 cruzamento sobre o duto.	Ultima inpeção 2022.
31	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	8 cruzamento sobre o duto e manta de concreto sobre o tramo.	Inspeções entre 2000.
32	Ver OBS. 5	Ver OBS. 5	Ver OBS. 6	10 cruzamentos sob o duto, 6 cruzamentos sobre o duto, 1 cruzamento sem informação.	Inspeções entre 2006

**OBS. 1:** Linha associada à plataforma PCH-2 (campo "instalação" no Cadastro Submarino - ANP).

**OBS. 2:** As linhas flexíveis não possuem "elementos de estabilização", como os que existem sob os dutos rígidos (Ex.: mantas de concreto). Todavia, destaca-se que, no "riser", onde a CRF esta aberta podem existir cachos de amarras / pesos mortos para amarras / pesos mortos para "ancoragem", os quais serão descomissionados junto com as linhas flexíveis.

**OBS. 3:** Como "vãos livres" não representam, a priori, um problema de integridade para linhas flexíveis (ao contrário do que ocorre para dutos rígidos), nem para o seu descomissionamento, a sua quantidade não é computada/armazenada nos bancos de dados de sistemas submarinos.

**OBS. 4:** Não observado trechos enterrados por rochas (nos cruzamentos com os dutos rígidos), todas as linhas flexíveis possuem somente trechos soterrados devido à movimentação de sedimentos no leito marinho. Como esses "soterramentos naturais" não representam, a priori, um impeditivo para a remoção das linhas, as suas extensões não foram computadas. Portanto, para fins práticos, os trechos "soterrados naturalmente" foram considerados no cômputo da "extensão de trecho aflorado" (profundidade de enterramento = 0).

**OBS. 5:** A limpeza dos dutos ainda sera realizada, como uma das etapas do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-2.

**OBS. 6:** Todas as linhas flexíveis estão conectadas em suas extremidades. Por conseguinte, nenhum duto possui extremidades tamponadas, com exceção de linhas que estejam desconectadas em "Extremidade Livre".

**OBS. 7:** A situação da condição de limpeza dos dutos será confirmada em etapas futuras do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-2.

**OBS. 8:** Linha flexível esta desconectada e abandonado no leito marinho. Sua analise e tratamento ainda sera realizado, como uma das etapas do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-2.

**OBS. 9:** Para os itens que encontram-se desconectados em seus destinos ou em sua origem, apresentam-se como N/A, pois não existe cadastro efetivo para as Extremidade livre.

**OBS. 10:** Estes itens são Cabos Elétricos ou Umbilicais, não sendo passíveis de limpeza.

**\*:** Para este item de "Cabo Elétrico" em específico, que esta no contrato de venda com a compradora, terá seu tratamento realizado posteriormente no descomissionamento da Unidade P-9.

**\*\*:** Para este linha os tramos rígidos estão representados na tabela de Dutos Rígidos de PCH-2.

# Linhas Rígidas PCH –1

Cessão Bagre e Cherne - Dutos Rígidos Submarinos													
#	A - Tipo do Duto	B - Nome e Código ANP do Duto		C - Nome e Código da Origem		D - Nome e Código do Destino		E - Ano de Instalação	F - Extensão Total [m]	G - Extensão do Trecho Riser [m]	G - Extensão do Trecho Flowline [m]	H - Extensão do Trecho Aflorado [m]	H - Extensão do Trecho Enterrado [m]
1	Gasoduto	GB_PCH-1/PNA-1 16"	4459	Válvula de Bloqueio [XV-30006_PCH-1]	3223	Riser Rígido [4465]	19326	1982/1991	6227	147 Ver OBS. 1	6080	6213 Ver OBS. 2	14
2	Oleoduto	O_PCH-1/PNA-1-B 12"	32008	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 6	Riser Rígido [4039]	32009	1982	6102	102 Ver OBS. 1	6000	6102 Ver OBS. 2	0
3	Produção de Oleo	PO_MIS-AN/PCH-1	19350	MANIFOLD [MIS-AN]	3200	Riser Flexível [5660202A]	19351	1985	8612	0 Ver OBS. 1	8612	8612 Ver OBS. 2	0
4	Produção de Oleo	PO_3-RJS-180/PCH-1	19345	Flow Flexível [0323701C]	19344	Riser Flexível [5660101D]	19346	1985	8612	0 Ver OBS. 1	8612	8515 Ver OBS. 2	97
5	Produção de Oleo	O_PCH-2/PCH-1 10"	32619	Spool de Interligação [4638]	52504	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 6	1982	4017	117 Ver OBS. 1	3900	117 Ver OBS. 2	0
#	I - Diâmetro Nominal [pol]		J - Tipo de Estrutura (Rígido, Flexível, Polimérico ou Híbrido)		K - Massa Total (t)	L - Elementos de Estabilização [qtd]	M - Vãos Livres [qtd]	N - Produto Movimentado	O - Profundidade da Origem [m]	O - Profundidade do Destino [m]	P - Profundidade de Enterramento [m]	Q - Situação Operacional	Q - Situação de Conexão do Duto em suas Extremidades
1	16		Rígido		676	14	82	Óleo	N/A	141	0	Origem: Instalado Destino: Instalado	Origem: Conectado Destino: Conectado
2	12		Rígido		523	11	17	Óleo	N/A	144	0	Origem: Desinstalado Destino: Instalado	Origem: Desconectado Destino: Conectado
3	8		Rígido		556	4	304	Óleo	108	116	0	Instalado	Origem: Conectado Destino: Conectado
4	6		Rígido		419	9	183	Óleo	107	116	0	Instalado	Origem: Conectado Destino: Conectado
5	10		Rígido		288	0	3	Óleo	116	139	0	Desativado Temporariamente	Origem: Desconectado Destino: Conectado
#	R - Condição de Limpeza dos Dutos Inativos		R - Data de Execução da Limpeza dos Dutos Inativos		S - Condição de Tamponamento dos Dutos Inativos		T - Aspectos de Destaque que Possam Influenciar o Planejamento do Descomissionamento (Cruzamentos, Interligações, Interferências com Linhas Ativas, etc				U - Datas das Inspeções que Deram Origem às Informações Solicitadas nos Itens Anteriores.		
1	Ver OBS. 3		Ver OBS. 3		Ver OBS. 5		Há 4 cruzamentos por cima do duto.				Inspeções entre 1982 e 1991.		
2	Ver OBS. 4		Ver OBS. 4		Ver OBS. 5		Há 4 cruzamentos por cima do duto.				Inspeções entre 1982 e 1991.		
3	Ver OBS. 3		Ver OBS. 3		Ver OBS. 5		Há 5 cruzamentos por cima do duto.				Ultima Inspeção 2016.		
4	Ver OBS. 3		Ver OBS. 3		Ver OBS. 5		Há 21 cruzamentos por cima do duto.				Ultima Inspeção 2016.		
4	Ver OBS. 4		Ver OBS. 4		Ver OBS. 5		Há 13 cruzamentos por cima do duto.				Ultima Inspeção 2001.		

**OBS. 1:** Apenas os "trechos rígidos" estão sendo contabilizados. Os risers associados ao Gasoduto e Oleodutos que conecta a PCH-1 a PNA-1 são rígidos de 147 e 102 m respectivamente. O Oleoduto que conecta a PCH-2 a PCH-1 é um duto rígidos de 117 , uma vez que onde esta evidenciado "0" na Extensão do Trecho Riser se da devido a linha ser flexível.

**OBS. 2:** Praticamente 100% dos "trechos flowline" dos dutos rígidos não foram enterrados por deposição de rochas sobre as linhas.

**OBS. 3:** A situação operacional dos dutos é "Instalado". Por conseguinte, a limpeza dos dutos é uma das etapas do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-1.

**OBS. 4:** A situação da condição de limpeza dos dutos será confirmada em etapas futuras do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-1.

**OBS. 5:** Duto (e spools) estão conectados em suas extremidades. Por conseguinte, nenhuma extremidade está tamponada, com exceção do item com extremidade livre.

**OBS. 6:** Para os itens que encontram-se desconectados em seu destino ou em sua origem, apresentam-se como N/A, pois não existe cadastro efetivo para uma extremidade livre.

# Linhas Rígidas PCH -2

Cessão Bagre e Cherne - Dutos Rígidos Submarinos													
#	A - Tipo do Duto	B - Nome e Código ANP do Duto		C - Nome e Código da Origem		D - Nome e Código do Destino		E - Ano de Instalação	F - Extensão Total [m]	G - Extensão do Trecho Riser [m]	G - Extensão do Trecho Flowline [m]	H - Extensão do Trecho Aflorado [m]	H - Extensão do Trecho Enterrado [m]
1	Oleoduto	O_MIS-CO-1/PCH-2	32264	MANIFOLD/MIS-CO-01	3202	EXTREMIDADE LIVRE	N/A	1985	13512	138 Ver OBS. 1	13374	13512	0
2	Oleoduto	GA_P-09/PCH-2 6"	18426	Spool de Fechamento [SF_S11_P-09]	3169	Spool de Fechamento [SF_I1_P-09]	3168	1984	13574	0 Ver OBS. 1	13574	13574	0
3	Oleoduto	O_P-09/PCH-2 10"	18474	Flow Flexível [2312031A2]	18480	Válvula de Bloqueio [VE-123_PCH-2]	3250	1991	12632	154 Ver OBS. 1	12478	12632	0
4	Injeção de Água	IA_PCH-2/MSI-MLH-1	32253	Válvula de Retenção [VR-SEMTAG_PCH-2]	52502	MSI-MLH-01	51195	1996	150	0 Ver OBS. 1	150	150	0
5	Injeção de Água	IA_PCH-2/RJS-363 6"	41153	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 6	EXTREMIDADE LIVRE	N/A Ver OBS. 6	1996	9938	0 Ver OBS. 1	9938	9938	0
#	I - Diâmetro Nominal [pol]		J - Tipo de Estrutura (Rígido, Flexível, Polimérico ou Híbrido)		K - Massa Total (t)	L - Elementos de Estabilização [qtd]	M - Vãos Livres [qtd]	N - Produto Movimentado	O - Profundidade da Origem [m]	O - Profundidade do Destino [m]	P - Profundidade de Enterramento [m]	Q - Situação Operacional	Q - Situação de Conexão do Duto em suas Extremidades
1	8		Rígido		732	3	252	Óleo	214	139	0	Desativado Temporariamente	Origem: Conectado Destino: Desconectado
2	6		Rígido		582	6	530	Gás	217	141	0	Em Operação	Origem: Conectado Destino: Conectado
3	10		Rígido		907	5	327	Óleo	141	198	0	Fora de Operação	Origem: Conectado Destino: Conectado
4	10		Rígido		6	Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Água	19	141	0	Fora de Operação	Origem: Conectado Destino: Conectado
5	6		Rígido		426	Ver OBS. 2	Ver OBS. 3	Água	141	273	0	Desativado Temporariamente	Origem: Desconetado Destino: Desconetado
#	R - Condição de Limpeza dos Dutos Inativos		R - Data de Execução da Limpeza dos Dutos Inativos		S - Condição de Tamponamento dos Dutos Inativos		T - Aspectos de Destaque que Possam Influenciar o Planejamento do Descomissionamento (Cruzamentos, Interligações, Interferências com Linhas Ativas, etc				U - Datas das Inspeções que Deram Origem às Informações Solicitadas nos Itens Anteriores.		
1	Ver OBS. 4		Ver OBS. 4		Ver OBS. 5		Há 9 cruzamentos e 9 cruzamentos por cima do duto.				Inspeções entre 1996 e 2006.		
2	Ver OBS. 4		Ver OBS. 4		Ver OBS. 5		Há 27 cruzamentos e 11 cruzamentos por cima do duto.				Inspeções entre 1996 e 2016.		
3	Ver OBS. 4		Ver OBS. 4		Ver OBS. 5		Há 20 cruzamentos e 16 cruzamentos por cima do duto.				Inspeções entre 2008 e 2020.		
4	Ver OBS. 4		Ver OBS. 4		Ver OBS. 5		Há 7 cruzamentos .				Inspeções entre 2008 e 2023.		
5	Ver OBS. 4		Ver OBS. 4		Aberto sem corte		Há 8 cruzamentos e 7 cruzamentos por cima do duto.				Ultima Inspeção 2001.		

**OBS. 1:** Apenas os "trechos rígidos" estão sendo contabilizados. Os riser rigido de 138 e 154m, associados aos Oleodutos que conecta à PCH-2, uma vez que onde esta evidenciado "0" na Extensão do Trecho Riser se da devido a linha ser flexível.

**OBS. 2:** A situação de Elementos de estabilização nos dutos será confirmada em etapas futuras do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-2.

**OBS. 3:** A situação de Vãos Livres nos dutos será confirmada em etapas futuras do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-2.

**OBS. 4:** A situação da condição de limpeza dos dutos será confirmada em etapas futuras do Projeto de Descomissionamento das linha associadas à plataforma PCH-2.

**OBS. 5:** Duto (e spools) estão conectados em suas extremidades. Por conseguinte, nenhuma extremidade está tamponada.

**OBS. 6:** Para os itens que encontram-se desconectados em seu destino ou em sua origem, apresentam-se como N/A, pois não existe cadastro efetivo para uma extremidade livre.

# Anexo 4

## Inventário de Poços





TABELA PARA ATENDIMENTO AO ITEM 3.1 POÇOS (ANP 817)

		3.1.a	3.1.b	3.1.c	3.1.d	3.1.e	3.1.e	3.1.f	3.1.g	3.1.h	3.1.i	3.1.j	3.1.j	3.1.i	Adcional	Adcional	Adcional	Adcional
Nome do Poço Petrobras	ESCOPO	Nome do poço ANP	Área sob contrato associada ao poço	Unidade de produção associada ao poço	Lâmina d'água (m)	Latitude ( Padrão ANP- 4C)	Longitude ( Padrão ANP- 4C)	Tipo de completação (seca ou molhada)	Finalidade	Status atual (09/07/2024)	Data do término da perfuração	Data do término do abandono (temporário, permanente)	Data do término do arrasamento	Data de conferência no sistema da ANP (todos os poços)	Intervenção Prevista no PDI	Previsão p/ Intervenção (janela de execução)	Status Final	Equipamentos que não serão removidos
1-RJS-118	Petrobras	1-RJS-118	CHERNE	PCH-1	118	-22,4329578	-40,4727283	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	12/03/1980	11/06/1980	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-118A	Petrobras	1-RJS-118A	CHERNE	PCH-1	116	-22,4336818	-40,4725707	Molhada	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	09/10/1980	20/01/1981	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	ANM+BAP
1-RJS-129	Petrobras	1-RJS-129	CHERNE	PCH-2	123	-22,4661019	-40,5024453	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	10/05/1980	14/05/1980	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-17	Petrobras	1-RJS-17	BAGRE	PCH-1	117	-22,4157596	-40,4817654	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	17/06/1975	25/07/1975	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-182	Petrobras	1-RJS-182	BAGRE	PCH-1	117	-22,4102717	-40,4695068	Molhada	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	28/02/1982	10/02/2000	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	ANM+BAP
1-RJS-24	Petrobras	1-RJS-24	CHERNE	PCH-2	165	-22,4977791	-40,4787301	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	09/03/1976	18/03/1976	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-242	Petrobras	1-RJS-242	CHERNE	PCH-2	115	-22,4623618	-40,5521383	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	21/01/1983	24/01/1983	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-25	Petrobras	1-RJS-25	CHERNE	PCH-2	160	-22,4642145	-40,4410387	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	24/03/1976	17/04/1976	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-46	Petrobras	1-RJS-46	CHERNE	PCH-2	125	-22,4778089	-40,5138411	Molhada	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE SEM MONITORAMENTO	04/11/1977	N/A	N/A ver Obs[5]	23/06/2024	Abandono Permanente	Fase Única: 2026	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	ANM
1-RJS-50	Petrobras	1-RJS-50	CHERNE	PCH-2	132	-22,4544746	-40,4734219	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	05/02/1978	23/03/1978	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-60	Petrobras	1-RJS-60	BAGRE	PCH-1	118	-22,4054685	-40,4523216	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	07/07/1978	19/07/1978	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-61	Petrobras	1-RJS-61	BAGRE	PCH-1	118	-22,4312491	-40,4629755	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	12/07/1978	13/08/1978	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-BG-1-RJS	Petrobras	3-BG-1-RJS	BAGRE	PCH-1	120	-22,4048955	-40,4776676	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	08/11/1976	22/11/1976	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-BG-2-RJS	Petrobras	3-BG-2-RJS	BAGRE	PCH-1	115	-22,4216539	-40,4752417	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	09/09/1977	04/11/1977	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-CH-1-RJS	Petrobras	3-CH-1-RJS	CHERNE	PCH-2	167.4	-22,4720315	-40,4466161	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	04/06/1980	28/06/1980	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-CH-30D-RJS	Petrobras	3-CH-30D-RJS	CHERNE	PCH-2	167	-22,4894577	-40,4701764	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	31/12/1987	04/01/1988	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-RJS-190	Petrobras	3-RJS-190	CHERNE	PCH-2	173	-22,4678732	-40,4348862	Molhada	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE COM MONITORAMENTO	23/12/1981	N/A	N/A ver Obs[5]	23/06/2024	Abandono Permanente	F1: 2027 F2: 2029	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[3]
3-RJS-246	Petrobras	3-RJS-246	CHERNE	PCH-2	165	-22,4591462	-40,4290047	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	19/03/1983	24/03/1983	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-RJS-59	Petrobras	3-RJS-59	CHERNE	PCH-2	149.6	-22,4735611	-40,4692408	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	20/04/1978	06/05/1978	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-RJS-80	Petrobras	3-RJS-80	CHERNE	PCH-1	121	-22,4451147	-40,4786669	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	22/11/1978	15/01/1979	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-RJS-88	Petrobras	3-RJS-88	CHERNE	PCH-2	139	-22,4635073	-40,4663944	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	03/04/1979	11/04/1979	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
4-RJS-34	Petrobras	4-RJS-34	CHERNE	PCH-2	149	-22,4602438	-40,4542516	Molhada	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE SEM MONITORAMENTO	04/05/1977	N/A	N/A ver Obs[5]	23/06/2024	Abandono Permanente	F1: 2025 F2: 2029	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[3]
4-RJS-408	Petrobras	4-RJS-408	BAGRE	PCH-1	119	-22,3959169	-40,4718133	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	02/02/1989	08/02/1989	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
7-CH-28D-RJS	Petrobras	7-CH-28D-RJS	CHERNE	PCH-2	168	-22,4792345	-40,4541395	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Produção	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	26/10/1987	06/11/1987	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
9-CH-46D-RJS	Petrobras	9-CH-46D-RJS	CHERNE	N/A Ver Obs[1]	154	-22,4602848	-40,4491956	N/A Ver Obs[1]	Poço Especial	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	11/06/2024	11/06/2024	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
3-RJS-214	Petrobras	3-RJS-214	Namorado	N/A Ver Obs[1]	184	1822,2808198	-40,2537887	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	26/05/1982	01/06/1982	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]
1-RJS-19	Petrobras	1-RJS-19	Namorado	PNA-2	168	-22,2711926	-40,2507072	Molhada Ver Obs[4]	Poço Exploratório Pioneiro	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE SEM MONITORAMENTO	23/11/1975	N/A	N/A ver Obs[5]	23/06/2024	Abandono Permanente	Fase Única: 2026	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	ANM
3-NA-4-RJS	Petrobras	3-NA-4-RJS	Namorado	N/A Ver Obs[1]	211	-22,2743284	-40,2413566	N/A Ver Obs[1]	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	03/08/1977	05/08/1977	N/A	23/06/2024	N/A	N/A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	N/A Ver Obs[2]

Obs[1]: Estes poços nunca foram completados, foram abandonados sem se transformarem em poços produtores ou se associarem a uma UEP.  
Obs[2]: Poços que nunca foram completados e não possuem equipamentos para retrair.  
Obs[3]: Estes poços terão abandono convencional, logo os equipamentos serão removidos.  
Obs[4]: Este poço RJS-19 fará parte do projeto de descomissionamento de PNA-2, informado aqui apenas pela questão da utilização mencionada no Resumo Executivo do PDI. Fora do Escopo deste PDI.  
Obs[5]: Não houve intervenção com sonda de abandono temporário/permanente do poço. Abandono a ser realizado.  
Obs [6]: Os poços RJS-34 e RJS-46 estão no TAC /APAT com a ANP.