

# Campo de Atlanta

Programa de Descomissionamento de  
Instalações (PDI)

Conceitual

SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA (SPA)

 **Enauta**



## Sumário

Lista de Anexos, Figuras e Tabelas .....	2
<b>1 – Objetivo e Aplicação .....</b>	<b>3</b>
<b>2 - Políticas .....</b>	<b>3</b>
2.1 – Política e Valores de Segurança Operacional .....	3
2.2 – Política do Sistema de Gestão Integrado .....	4
<b>3 - Referência .....</b>	<b>4</b>
<b>4 – Siglas .....</b>	<b>5</b>
<b>5 - Motivações para o Descomissionamento de Instalações .....</b>	<b>7</b>
5.1 - Histórico .....	7
5.1.1 - Sistema de Produção Antecipada (SPA) .....	7
5.1.2 - Sistema Definitivo de Produção (SDP) .....	8
5.2 - Conclusão.....	8
5.2.1 - Caso Base – Escopo Plano de Descomissionamento. ....	8
<b>6 - Inventário das Instalações de Produção a serem descomissionadas .....</b>	<b>9</b>
6.1 - Poços.....	9
6.2 - Unidade de Produção Marítima .....	9
6.3 - Linhas de Produção, Serviço e Umbilicais.....	9
6.3.1 - Linhas de Produção .....	10
6.3.2 - Linhas de Serviço.....	10
6.3.3 – Umbilicais.....	11
6.4 - <i>Artificial Lift Skid (ALS)</i> .....	12
<b>7 - Projeto de Descomissionamento das Instalações.....</b>	<b>13</b>
<b>8 - Cronograma .....</b>	<b>18</b>

# Lista de Anexos, Figuras e Tabelas

## Lista de Tabelas

- 1** – Processos de Licenciamento no Órgão Ambiental Licenciador
- 2** – Licenças Ambientais do Empreendimento
- 3** – Linhas de Produção dos Poços 2HP, 3H e 4H
- 4** – Linhas de Serviço dos Poços 2HP, 3H e 4HB
- 5** – Comprimentos totais dos umbilicais
- 6** – Coordenadas de Ancoragem do FPSO Petrojarl I

## Lista de Figuras

- 1** – Sistema de Ancoragem
- 2** – Modelo de Âncora VLA
- 3** – Cronograma de Descomissionamento

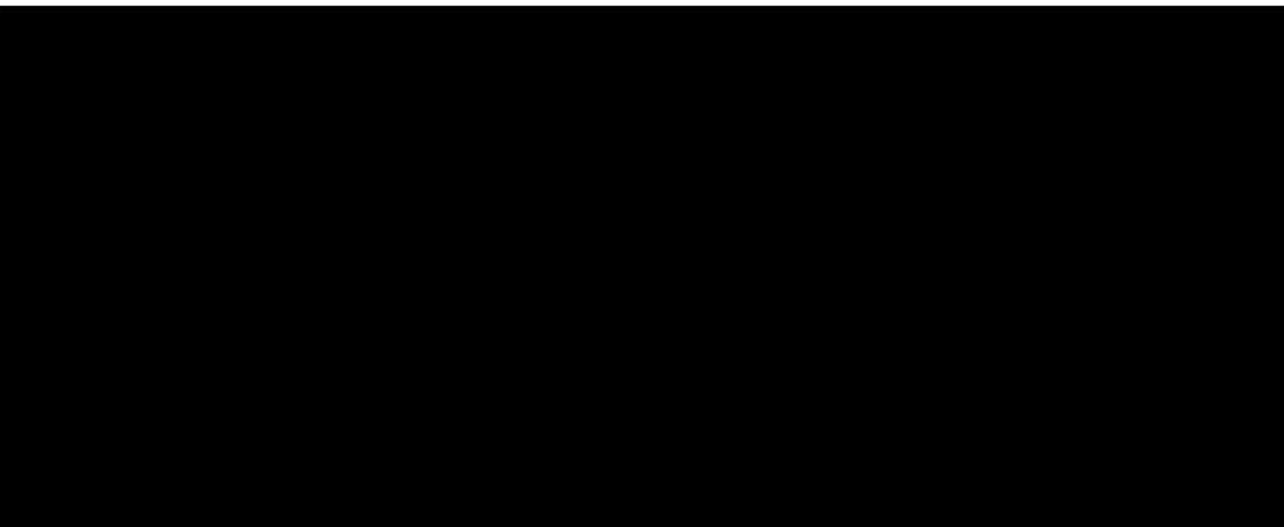
## Lista de Anexos

- 1** – Layout I-DE-3000.01-1500-941-ENAT-005\_R0 – Plano de Abandono Temporário
- 2** – Licença de Operação (LO) Nº 1198/2013 – Atividade de Perfuração BS-4
- 3** – Licença de Operação (LO) Nº 1448/2018 – Operação do SPA do Campo de Atlanta

## 1 – Contexto

O presente Programa se aplica ao descomissionamento do FPSO Petrojarl I, que opera no Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, localizado na Bacia de Santos a uma distância de cerca de 120km da costa de Cabo Frio – RJ.

O descomissionamento do FPSO Petrojarl I será realizado para possibilitar a transição do Campo de Atlanta para seu Sistema Definitivo de Produção (SDP), que utilizará o FPSO Atlanta, com maior capacidade de produção, capaz de ser interligado a um número maior de poços e armazenar até 1.600.000 barris de óleo.



## 2 - Políticas

### 2.1 – Política e Valores de Segurança Operacional

A Enauta tem como compromisso desde o planejamento à execução de suas atividades de Exploração e Produção de óleo e gás natural, a adoção de medidas de segurança eficazes, a fim de evitar incidentes e proteger a vida humana, o meio ambiente e as atividades econômicas próprias e de terceiros.

O nível de segurança da Enauta é evidenciado por meio do envolvimento da força de trabalho com o desempenho em segurança operacional, apoiando a interrupção imediata de qualquer trabalho que esteja sendo realizado em condição insegura.

**LIDERANÇA** para promover uma cultura de segurança operacional e de prevenção de incidentes, incentivando a força de trabalho a comunicar as condições inseguras.

**RESPONSABILIDADE** de saber e agir da maneira correta, considerando as questões relacionadas à segurança, à saúde, ao meio ambiente e à integridade de ativos.

**COMPROMETIMENTO** para assegurar os recursos necessários para prevenção, mitigação e controle dos impactos relacionados às atividades operacionais, buscando permanentemente a melhoria contínua dos resultados.

**GESTÃO DA INTEGRIDADE** para manter os ativos operacionais preservados de modo a assegurar um elevado nível de confiabilidade, respeitando a vida útil para a qual foram projetados.

**GESTÃO DE RISCOS** para identificar, avaliar e divulgar os riscos envolvidos nas atividades operacionais a toda força de trabalho envolvida, de modo a evitar a ocorrência de incidentes.

## 2.2 – Política do Sistema de Gestão Integrado

A Enauta, em suas atividades de exploração e produção de óleo e gás natural, tem como compromisso trabalhar, de forma transparente, responsável e segura, em projetos que gerem benefícios para a sociedade, minimizando os impactos ambientais e considerando as seguintes diretrizes:

**AGIR** para a prevenção, mitigação e controle dos impactos adversos de nossas atividades ao meio ambiente, à saúde e à segurança.

**ASSEGARAR** os recursos necessários para alcançar a melhoria contínua do Sistema de Gestão Integrado.

**ATENDER** aos requisitos legais e outros requisitos aplicáveis.

**BUSCAR** permanentemente um alto nível de desempenho de nossas atividades, mantendo um canal de comunicação aberto com as partes interessadas.

**CONTRIBUIR** para a melhoria da qualidade de vida, promovendo a ética e o desenvolvimento das comunidades onde atuamos.

**PROMOVER** a conscientização dos colaboradores para as questões de segurança, meio ambiente, saúde e responsabilidade social.

**RESPEITAR** a diversidade cultural e ambiental, fomentando o desenvolvimento sustentável.

## 3 - Referência

- **Contratado:** Enauta Energia S.A.
- **Número do contrato:** 48000.003573/97-91
- **Área(s) sob contrato:** Campo de Atlanta / Bloco BS-4
- **Bacia sedimentar:** Santos
- **Lâmina d`água mínima, média e máxima (m):** 1550 m
- **Distância mínima da costa (km):** 120 km
- **Data de início da produção:** 02/05/2018
- **Data de previsão de término da produção:**





- **Tipo de descomissionamento (parcial, parcial com devolução de área ou total com devolução de área):**

Parcial

- **Tipologias de instalações contempladas no PDI (poços, linhas, unidades de produção, equipamentos, outras instalações):**

Unidade de Produção (FPSO Petrojarl I)

- **Processos de licenciamento no órgão ambiental licenciador:**

**Tabela 1** – Processos de Licenciamento no Órgão Ambiental Licenciador

<b>Processo Administrativo (nº)</b>	<b>ESCOPO</b>
02022.000815/2012-16	Atividade de Perfuração Marítima no bloco BS-4, Bacia de Santos
02022.001653/2013-14	Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, através do FPSO Petrojarl I, Bacia de Santos
02001.015057/2019-47	Sistema Definitivo de Produção (SD) do Campo de Atlanta, Bacia de Santos

- **Licenças ambientais do empreendimento (identificação, escopo e prazo de validade):**

**Tabela 2** – Licenças Ambientais do Empreendimento

<b>Licença Ambiental (nº)</b>	<b>Escopo</b>	<b>Validade</b>
LO nº 1198/2012	Atividade de Perfuração Marítima no bloco BS-4, Bacia de Santos	26/09/2029
LO nº 1142/2018	Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, através do FPSO Petrojarl I, Bacia de Santos	26/04/2023

## 4 – Siglas

**AHC** – *Active Heave Compensator*

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

**ALS** – *Artificial Lift Skid*

**ANMH** – *Árvore de Natal Molhada Horizontal*

**BCSS** – *Bomba Centrífuga Submersa Submarina*

**BF** – *Base de Fluxo*

**DHSV** – *Down Hole Safety Valve*

**DST** – *Drill Stem Tests*

**EMS** – *ESP Monitoring System*

**EFL** – *Electrical Flying Lead*

**HFL** – *Hidraulic Flying Lead*

**MCV** – Módulo de Conexão Vertical  
**MEG** - Monoetilenoglicol  
**MOBO** – Módulo de Bombeio  
**MPP** - *Multiphase Pump*  
**PIG** - *Pipeline Inspection Gauge*  
**PLSV** - *Pipe Laying Support Vessel*  
**ROV** - *Remotely Operated Vehicle*  
**RSV** - *Remote Support Vessel*  
**TEC** - Coeficiente de Isolamento Térmico  
**UTA** - *Umbilical Termination Assembly*  
**VLA** - *Vertical Load Anchor*

## 5 - Motivações para o Descomissionamento de Instalações

### 5.1 - Histórico

Conforme o último Plano de Desenvolvimento N°6, aprovado pela Agência para o Contrato **ANP N° 48000.003573/97-91**, o desenvolvimento do Campo de Atlanta se dará em duas etapas: Sistema de Produção Antecipada - SPA e o Sistema Definitivo de Produção - SDP.

O SPA, atualmente em produção, tem como objetivo principal estudar a melhor configuração para o sistema de coleta de produção a fim de reduzir os riscos da implantação do SDP, além de validar as premissas de projeto assumidas.

O início da operação do SPA do Campo de Atlanta (primeiro óleo) ocorreu em 02/05/2018 com a partida do poço 7-ATL-2HP-RJS.

O poço 7-ATL-3H-RJS foi colocado em produção em 16/05/2018 através do sistema primário de elevação artificial, BCSS de fundo do poço.

O terceiro poço, 7-ATL-4HB-RJS, completando os 3 poços previstos para o SPA, concluído em junho de 2019 e com início de produção no dia 21/06/2019;

#### 5.1.1 - Sistema de Produção Antecipada (SPA)

Para esta etapa, foram perfurados, completados e colocados em produção os poços 7-ATL-2HP-RJS, 7-ATL-3H-RJS e 7-ATL-4HB-RJS. Estes poços são parte de um *cluster* de produção na parte sul do bloco.

O arranjo submarino do SPA está representado no desenho I-DE-3000.01-1500-941-ENAT-001, cuja revisão mais recente inclui os "as-laid" das linhas e equipamentos instalados.

O projeto do SPA utiliza ANMH equipadas para completação com BCSS e mandris para conexão de linhas de fluxo via MCV. Tais equipamentos já foram instalados nos 3 poços desta etapa.

As ANMHs são do tipo horizontal, API 5k, 4"x2", projetadas para intervenção e instalação via sonda de perfuração ou a cabo via guindaste com AHC.

Após os *Drill Stem Tests* (DST), definiu-se o posicionamento de uma bomba no nível do leito marinho (mais eficaz se comparado com uso de *gas lift*), como contingência de operação de produção em relação aos BCSS instalados nos poços. Trata-se de bombas similares aos BCSS dos poços, cuja potência e classe de tensão dos motores são bem similares. Estes equipamentos denominados de ALS estão localizados próximos às ANMH, a cerca 60m das mesmas, e foram interligados com *jumpers* flexíveis com requisitos similares aos das linhas flexíveis de produção de 6".

Assim, a configuração básica de cada poço satélite, compõe-se de uma ANMH equipada com BCSS de fundo, interligada a um ALS como contingência e fluindo diretamente para o FPSO.

Tais ALS são compostos por uma Base de Fluxo (BF) permanente, e um MOBO recuperável. Ambos os sistemas de elevação artificial (BCSS de fundo e ALS/MOBO) são controlados por VSDs instalados no FPSO Petrojarl I.

O sistema de controle das válvulas dos equipamentos submarinos é o hidráulico direto, assim para acionamento das bombas (ANMH/BCSS e ALS/MOBO) e monitoração de variáveis (pressão e temperatura), o SPA conta com um umbilical por poço conectado a uma UTA.

## 5.1.2 - Sistema Definitivo de Produção (SDP)

O SDP utilizará o FPSO Atlanta, com capacidade de produzir até 50.000 barris de óleo por dia e armazenar até 1.600.000 barris de óleo. Ele entrará em produção em meados de 2024, operando inicialmente com 6 Poços produtores. Considera-se que os 3 Poços adicionais serão perfurados e completados antes da chegada do novo FPSO.

Após análises de garantia de escoamento e de confiabilidade/custo de intervenção ficou definido para o SDP, que as bombas de fundo (BCSS) não mais serão os elementos primários de elevação artificial, mas sim as bombas de leito marinho ALS/MOBO/MPP

## 5.2 - Conclusão

### 5.2.1 - Caso Base – Escopo Plano de Descomissionamento.

O Plano de Descomissionamento de Instalação conceitual (PDI) tem como escopo (“caso Base”):

- ▲ Remoção completa da Unidade de Produção FPSO Petrojarl I atualmente no plano do SPA, saindo da locação para águas internacionais, não ficando no território brasileiro;
- ▲ Remoção/abandono parcial do sistema de ancoragem, conforme capítulo em questão;
- ▲ Fechamento temporário dos poços em operação;
- ▲ Abandono Temporário das linhas de produção, serviço e umbilicais conforme layout em anexo *I-DE-3000.01-1500-941-ENAT-005\_R0*, que serão integralmente reconectados ao FPSO Definitivo de Atlanta (SDP).
- ▲ Abandono Temporário dos equipamentos submarinos, conforme layout em anexo *I-DE-3000.01-1500-941-ENAT-005\_R0*, que serão integralmente reconectados ao FPSO Definitivo de Atlanta (SDP).

## 6 - Inventário das Instalações de Produção a serem descomissionadas.

### 6.1 - Poços

Os 3 poços produtores do SPA, atualmente conectados ao FPSO Petrojarl I, serão transferidos para o FPSO do SDP, não havendo abandono de poços. Os três poços serão fechados de forma temporária seguindo o procedimento da Enauta, com o fechamento das válvulas da ANMH M1, W1 e a DHSV (Downhole Safety Valve), seguindo os cronogramas de desinstalação do sistema antecipado e instalação do sistema definitivo.

O abandono definitivo dos poços será programado e executado ao final do período de produção do SDP, atualmente previsto para 2044, de acordo com os requisitos da ANP, procedimentos da Enauta e melhores práticas da indústria, considerando o estabelecido no contrato de concessão quando definida a parada total da instalação.

Os poços são projetados de forma a permitir que sejam fechados com segurança temporariamente e abandonados por definitivo ao término do projeto.

### 6.2 - Unidade de Produção Marítima

O Plano prevê o descomissionamento completo da unidade de produção FPSO Petrojarl I, unidade afretada junto à empresa Altera, anteriormente denominada Teekay Petrojarl AS.

O FPSO Petrojarl I foi instalado no Campo de Atlanta (Coordenadas N=7328369m, E=816566m), a uma distância de cerca de 120 km da costa de Cabo Frio/RJ, em uma lâmina d'água aproximada de 1.550 m, e tem capacidade para produzir e processar até 30.000 bopd, com capacidade de compressão de gás de 9.780 kg/h e armazenamento de 181.157 bbl. de óleo.

### 6.3 - Linhas de Produção, Serviço e Umbilicais

As tubulações flexíveis, umbilicais, árvores de Natal e *jumpers* conectadas a plataforma e poços serão desconectadas do FPSO Petrojarl I e abandonadas temporariamente para, na sequência, serem transferidas para o FPSO Atlanta do SDP.

O procedimento de abandono temporário prevê um processo de limpeza através de circulação de água salgada por toda a extensão da tubulação e sua selagem adequada para o abandono.

A água oleosa proveniente do processo de limpeza será tratada no FPSO Petrojarl I, seguindo as normas e procedimentos operacionais.

### 6.3.1 - Linhas de Produção

As linhas de produção têm a função de escoar o óleo dos poços até o FPSO. No caso de Atlanta, são individualizadas, ou seja, uma por poço, além de possuir o menor comprimento possível, considerando o comprimento necessário para a transferência das linhas de produção para o FPSO do SDP.

As linhas de produção dos poços 7-ATL-2HP-RJS, 7-ATL-3H-RJS e 7-ATL-4H-RJS são do tipo flexível projetadas de acordo com as normas API RP 17B/API SPEC 17J/ISO 16328-2 e com revestimento térmico para atender um TEC menor ou igual a 2 W/m °C.

**Tabela 3** – Linhas de Produção dos Poços 2HP, 3H e 4H

Poço	Comprimento	Azimute do Riser	Azimute no ALS
7-ATL-2HP-RJS	2.300 mR + 1.550 mF	70,1°	314,0°
7-ATL-3H-RJS	2.300 mR + 1.860 mF	81,1°	278,0°
7-ATL-4H-RJS	2.300 mR + 1.550 mF	48,3°	278,0°

As linhas de produção têm comprimentos totais (dinâmico mR + estático mF).

### 6.3.2 - Linhas de Serviço

As linhas de serviço têm as seguintes funções básicas:

- ▲ Preservar os flowlines/risers com a circulação e preenchimento de diesel;
- ▲ Auxiliar na remediação de hidratos com o alinhamento delas para um sistema de despressurização no FPSO;
- ▲ Auxiliar na prevenção de hidratos com circulação ou preenchimento de MEG ou etanol;
- ▲ Auxiliar no preenchimento dos dutos para realização dos testes hidrostáticos do sistema durante comissionamento; e
- ▲ Realizar a passagem de pigs para remoção de água após operação de limpeza ou preenchimento nas linhas de produção dos poços.

As linhas de serviço dos poços 7-ATL-2HP-RJS, 7-ATL-3H-RJS e 7-ATL-4H-RJS são do tipo flexível, projetadas de acordo com as normas API RP 17B/API SPEC 17J/ISO 16328-2 e sem necessidade de revestimento térmico. Elas têm DI 101,6 mm (4”), LDA 2.000 m e PMT de 34,5 MPa (5.000 psi), considerando individualmente as seguintes condições operacionais: pressão de operação 20,7 MPa (3.000 psi), temperatura de operação entre 4 e 50 °C e vazão máxima de líquido (diesel) de 3.000 m<sup>3</sup>/d (18.870 bpd).

As linhas de serviço têm comprimentos totais (dinâmico mR + estático mF) conforme tabela.

**Tabela 4** – Linhas de Serviço dos Poços 2HP, 3H e 4HB

Poço	Comprimento	Azimute do Riser	Azimute na ANMH
7-ATL-2HP-RJS	2.300 mR + 4.030 mF	153,3°	314,0°
7-ATL-3H-RJS	2.300 mR + 3.660 mF	142,3°	278,0°
7-ATL-4HB-RJS	2.300 mR + 1.500 mF	59,3°	23,6°

### 6.3.3 – Umbilicais

Em relação à sua funcionalidade, os umbilicais do SPA são capazes de prover:

- ▲ Todas as funções necessárias para reaproveitamento deles na etapa do SDP;
- ▲ Suprimento hidráulico para atuação remota das válvulas das ANMH e dos ALS/BF;
- ▲ Transporte dos produtos químicos para injeção nas ANMH e ALS/BF & MOBO;
- ▲ Suprimento de energia elétrica para os motores do BCSS no fundo dos poços e dos ALS/MOBO;
- ▲ Comunicação entre o *ESP Monitoring System* (EMS) e os sensores das ANMH e ALS; e
- ▲ Comunicação entre o sistema de aquisição de dados do FPSO com os sensores das ANMH e dos ALS.

Os umbilicais foram projetados e construídos conforme as normas API Spec 17E/ISO 13628-5, sendo compostos por mangueiras hidráulicas e de injeção de produtos químicos e cabos elétricos de média e de baixa tensão.

Toda estrutura (dos umbilicais) foi projetada para uso dinâmico, com a parte exposta dinamicamente entre 2000 m e 2300m, e projetados para LDA 2.000 m e construídos de acordo com as necessidades funcionais e configurações descritas neste subcapítulo. Cada umbilical tem em sua extremidade submersa uma UTA com função de flexibilizar/distribuir as ligações elétricas e hidráulicas para os componentes do sistema de produção. Entre a UTA e a ANMH, e a ANMH e o ALS têm-se interligados os *Electric Flying Leads* (EFL) e *Hidraulic Flying Lead* (HFL).

Os umbilicais têm os comprimentos totais (dinâmico + estático) conforme tabela 5.

**Tabela 5 – Comprimentos totais dos umbilicais**

Umbilical	Comprimento	Azimute do Riser
UEH-1	7.066 m	172,8°
UEH-2	7.367 m	190,3°
UEH-3	4.720 m	20,1°

Número da Linha	Função	Equipamento	Descrição
1	DHSV	ANMH	DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
2	M1	ANMH	DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
3	SPARE 1	ANMH	DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
4	W1	ANMH	DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
5	M2	ANMH	DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
6	W2	ANMH	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
7	XO	ANMH	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
8	AI/PIG	ANMH	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
9	IQ1	ANMH	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
10	SPARE 2	ANMH	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
11	IQ2	ANMH	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
12	IQ3	ANMH	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
13	V1/V2	ALS	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
14	IQ4	ALS	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi
15	SPARE 3	ALS	HCR DI 12,7mm (½")/PMT 7,5kpsi

## 6.4 - Artificial Lift Skid (ALS)

A função básica deste equipamento é garantir a produção em caso de falha do conjunto BCSS no fundo dos poços, ou seja, funciona como contingência do sistema primário de elevação artificial. Uma comutação para seleção da alimentação de potência deve ser executada no FPSO, permitindo assim transferir a operação para o MOBO do ALS e a continuidade de produção.

Cada sistema consiste de uma BF, um MOBO e um sistema de conexão de linhas com uso de MCV, sendo um MCV na entrada conectado à ANMH através de um *jumper* flexível e outro MCV conectado à linha de produção do poço, além de um conjunto de EFL e HFL para alimentação de potência, monitoração das bombas e acionamento de válvulas.

As BF foram assentadas no leito marinho, permitindo a conexão das linhas e posterior instalação do MOBO. Cada BF possui um *by-pass* residente que pode ser utilizado para encaminhar a produção ao FPSO sem passar pelo MOBO.

O MOBO abriga duas cápsulas com duas motobombas hidráulicas em série e eletricamente em paralelo. A BF e o MOBO foram encapsulados com isolamento térmico para atingir 2 W/m °C.

Para auxiliar sua instalação, os módulos foram dotados de um sistema de equalização de pressão.

A Base de Fluxo também foi projetada de forma a no futuro poder receber outros tipos de módulos, tais como bombas multifásicas, por exemplo.

## 7 - Projeto de Descomissionamento das Instalações

Detalharemos nesse capítulo as principais atividades do Projeto de Descomissionamento do projeto SPA Atlanta, juntamente com informações do cronograma.

As operações previstas referem-se à interrupção da produção, com o fechamento temporário dos poços produtores de óleo, à época em operação, resultando na parada total das instalações submarinas, unidade de coleta, FPSO até a remoção completa da unidade de produção FPSO PJ1 da locação.

Serão detalhadas a seguir as fases deste projeto.

### Fase 1 - Interromper a produção de óleo

Concluídos os objetivos previstos para o SPA, a produção será interrompida pelo fechamento das válvulas da Árvore de Natal Molhada (ANM) e da Downhole Safety Valve (DHSV) dos poços produtores à época.

Este procedimento operacional inclui a realização de testes funcionais e de estanqueidade das válvulas DHSV e das válvulas das ANMs, garantindo o fechamento seguro dos poços. Isto permitirá isolar o ambiente de poço do sistema submarino de coleta permitindo realizar a despressurização dos dutos flexíveis e rígidos e a limpeza das instalações submarinas a partir do FPSO, conforme procedimentos, parada dos poços, testes de estanqueidade e funcionalidade, preservação e limpeza. (em anexo a esse estudo)

### Fase 2 – Fechamento temporário dos poços produtores.

No momento de conclusão do Sistema de Produção Antecipada, os poços produtores serão fechados temporariamente.

A interligação dos poços no projeto definitivo está prevista para ser iniciada em 2024, conforme cronograma.

### Fase 3 - Limpeza das Instalações Submarinas

O processo de limpeza/preservação das linhas e equipamentos se iniciará após a parada de produção do poço 7-ATL-3H-RJS. Neste momento a linha de serviço já se encontrará preservada cheia de Diesel que circulará posteriormente pelas linhas de produção, ALS (Base de Fluxo e MOBO) e Jumper de produção no intuito de remover grande parte do óleo residual presente nas mesmas. O diesel e o óleo carreado passarão pela planta de processo, em que a parte oleosa será descarregada no tanque de

carga (e exportado posteriormente), e a água será tratada e descartada normalmente conforme resolução do CONAMA de até 15ppm.

Após a circulação de Diesel, opcionalmente poderão ser bombeando 5m<sup>3</sup> de Etanol Anidro na máxima vazão possível para remoção fina das partículas óleo residual. Devido ao baixo ponto de ebulição do Etanol Anidro, ao chegar na planta de processos, ele será evaporado, evitando qualquer descarte.

Em seguida, serão bombeados 70 m<sup>3</sup> de água do mar a uma vazão de 60 m<sup>3</sup>/h, encerrando com 150 m<sup>3</sup> de água industrial, essa água industrial é um fluido de preservação, que se consiste em água doce, combinado com antibactericida e sequestrante de oxigênio (Antibactericida e sequestrante serão utilizados para períodos acima de 6 meses). Assim, todas linhas e equipamentos estão cheios de água com densidade menor que a água do mar, evitando o escape de qualquer fluido durante a desconexão das linhas e equipamentos, permitindo apenas que a água do mar invada as linhas e equipamentos e não o inverso.

## Fase 4 - Despressurização, drenagem, limpeza e inertização da planta de processamento de óleo e gás

### Fase 4.1 - Despressurização da planta de processamento de óleo e gás.

O procedimento de despressurização dos equipamentos da planta de processamento de óleo e gás será constituído pela abertura das válvulas de despressurização (BDV – *Blow Down Valve*) para cada equipamento ou vaso de pressão.

Além de atender a essas diretrizes, a despressurização seguirá o procedimento operacional específico do FPSO Petrojarl I que contempla os detalhes adequados às características da sua planta de processamento de óleo e gás.

Drenagem da planta de processamento de óleo e gás drenar os líquidos (petróleo, diesel e água) presentes nas tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo para o sistema de drenagem da unidade, visando o esgotamento destes do interior das tubulações e equipamentos.

O óleo será drenado da planta de processo e enviado para tanque específico (tanque de óleo offspec).

### Fase 4.2 - Limpeza e inertização da planta de processamento de óleo e gás:

A limpeza e inertização serão realizadas nas tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás apenas se houver intervenção planejada nos vasos ou desativação definitiva dos equipamentos. Não há previsão de intervenção nos vasos durante a desativação, o que não acarretará riscos à segurança e à integridade dos equipamentos.

Ressaltasse que intervenções específicas poderão ser planejadas caso se façam necessárias.

## Fase 5 – Desconexão dos dutos flexíveis e umbilicais

Os dutos flexíveis, previamente limpos, e umbilicais serão desconectados do FPSO PJ1 com o apoio dos seguintes tipos de embarcação: PLSV (Pipe Laying Support Vessel), na manipulação dos dutos de produção/injeção e umbilicais; RSV (*Remote Survey Vehicle*), no suporte à operação via ROV (*Remote Operated Vehicle*); e AHTS (*Anchor Handling Tug Supply Vessel*), para posicionamento do FPSO (*pullback*), auxílio às operações de manipulação dos dutos flexíveis de produção/injeção e umbilicais.

## Fase 6 – Desinstalação do Sistema de Ancoragem

FPSO Petrojarl I está ancorado pelo sistema *turret mooring* por intermédio de oito (8) linhas em arranjos de 3 clusters, sendo dois clusters com três linhas nos quadrantes sudeste e norte, e um cluster com duas linhas no quadrante sudoeste.

As linhas de ancoragem são de poliéster e amarra e as âncoras são do tipo *Vertical Load Anchor* (VLA) totalizando 8 unidades;

A tabela abaixo apresenta as coordenadas de ancoragem do FPSO do SPA. O FPSO Petrojarl I é assistido por *thrusters*.

**Tabela 6** – Coordenadas de Ancoragem do FPSO Petrojarl I

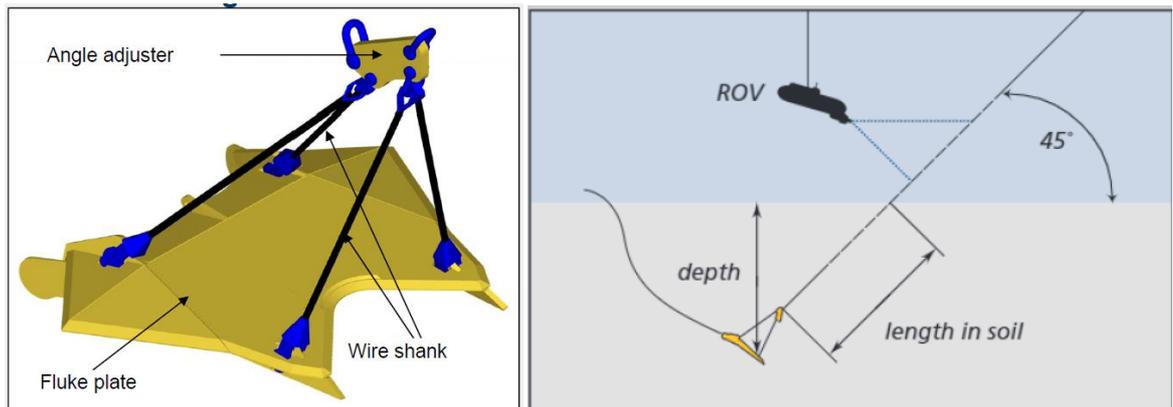
Cluster	Âncora #	Coordenadas UTM		AZIMUTE	Raio de Ancoragem do centro do turret até âncora (m)	Raio de ancoragem do fairlead até âncora (m)	Lâmina d'água (m)
		X	Y				
1 (N)	5	816043,0	7330305,0	345°	2005,8	2001,8	1560
	4	816216,0	7330346,0	350°	2008,2	2001,8	1560
	3	816396,0	7330415,0	355°	2053,5	2001,8	1560
2 (SE)	2	818481,0	7327840,0	104°	1986,6	1992,4	1535
	1	818444,0	7327684,0	109°	1999,9	1992,4	1535
	8	818372,0	7327524,0	115°	1993,8	1992,4	1535
3 (SW)	7	815138,0	7326938,0	225°	2021,2	2009,2	1540
	6	814915,0	7327212,0	235°	2015,6	2009,2	1540

Com o objetivo de reduzir os impactos ambientais provenientes da remoção das âncoras (08), que se encontram enterradas, o plano de desinstalação prevê a desconexão das âncoras nos ganchos "KS" (Figura 1), permanecendo os trechos de amarra de fundo já consolidados no leito marinho, com cerca de 200 metros para cada linha de ancoragem.



Modelo da âncora VLA, conforme figura abaixo.

**Figura 2** – Modelo de Âncora VLA



## Fase 6.1 Destinação das linhas de ancoragem

A destinação das linhas de ancoragem seguirá conforme o procedimento de descarte da empresa contratada ALTERA.

- Inventário do sistema de ancoragem a ser descartado:
  - 8 x 200 metros (top chain, Diam. 87mm)
  - 8 x 1.100 metros (Diam. 177mm Poliéster Rope)
  - 8 x Shackles
  - 8 x 10 metros (connecting chain diam. 87mm)
  - 8 x Shackles
  - 8 X 10 metros (connecting Chain diam. 87mm)
  - 8 X Shackles
  - 8 X KS Hook-MBL

## Fase 7 – Remoção do FPSO após a conclusão do projeto SPA

O FPSO Petrojarl I será removido da locação, com destino a águas internacionais, contemplando todos os equipamentos, incluindo qualquer material radioativo.

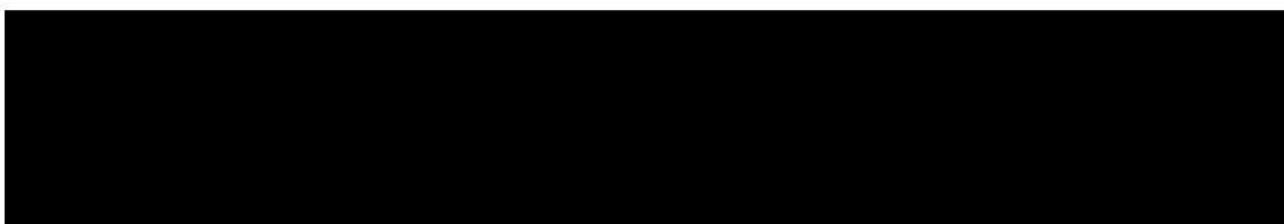
As embarcações utilizadas em todas as fases do Projeto de Descomissionamento do FPSO Petrojarl I estarão inseridas no processo dos Projetos Ambientais e Embarcações de Apoio para Atividades, desenvolvendo os seguintes projetos: Projeto de Controle da Poluição (PCP) e Programa Ambiental para os Trabalhadores (PEAT).

As embarcações serão definidas oportunamente, próximo do momento de execução das operações, sem qualquer impacto no PEI do campo.

## 8 - Cronograma

O cronograma físico de execução das atividades previstas dentro do escopo deste Projeto de Descomissionamento do FPSO-PJ1 é apresentado na Figura 03.

É importante ressaltar que esse cronograma poderá sofrer alterações (postergação do início das fases/atividades) em função, por exemplo, do momento em que o projeto for aprovado pelos órgãos.

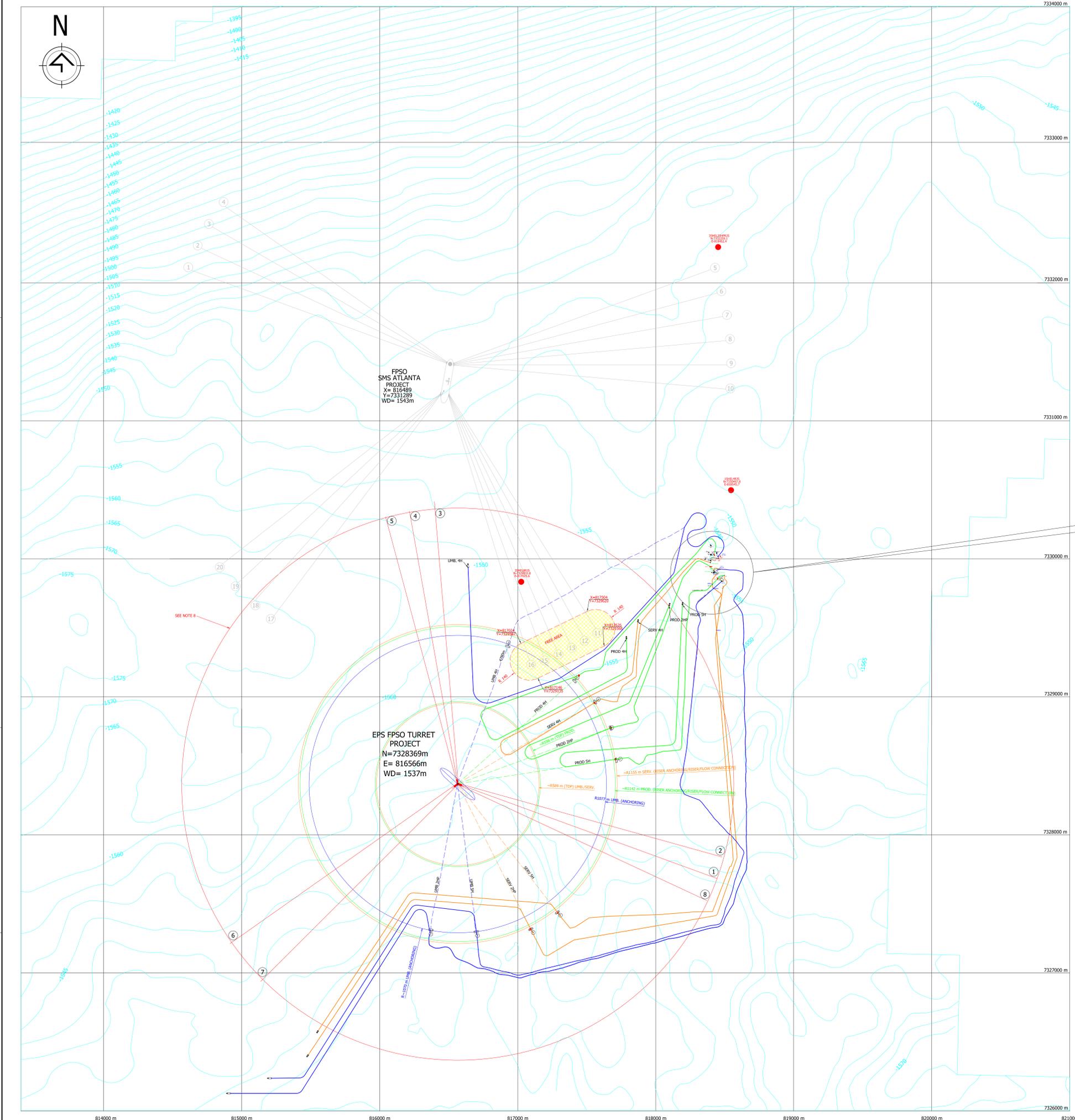


**Figura 3** – Cronograma de Descomissionamento

<b>Cronograma</b>	<b>Mês</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Fase 1</b>	Interromper a produção de óleo		
<b>Fase 2</b>	Fechamento Temporário dos poços produtores		
<b>Fase 3</b>	Limpeza das instalações Submarinas		
<b>Fase 4</b>	Despressurização, drenagem, limpeza e inertização da planta de processamento de óleo e gás		
<b>Fase 5</b>	Desconexão dos dutos flexíveis e umbilicais		
<b>Fase 6</b>	Desinstalação do Sistema de Ancoragem		
<b>Fase 7</b>	Remoção do FPSO após a conclusão do projeto SPA		

# Anexo – 1

## Plano de Abandono Temporário



**COORDENATES TABLE UTM**

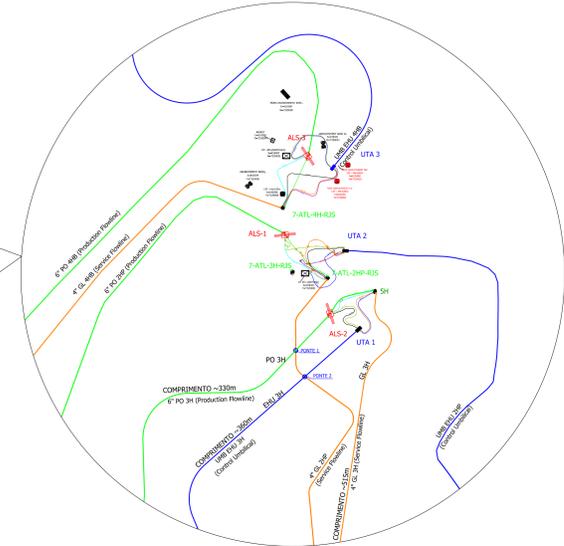
WELL / EQUIP.	X	Y	WD
FPSO	816566	7328369	1537m
7-ATL-2HP-RIS	818445	7329083	1557m
7-ATL-3H-RIS	818407	7329099	1557m
7-ATL-4H-RIS	818396	7329217	1557m
SH	818408	7329083	1556m
UTA-1	818440	7329039	1556m
UTA-2	818465	7329025	1556m
UTA-3	818452	7330017	1559m
ALS-1	818399	7329045	1556m
ALS-2	818440	7329050	1556m
ALS-3	818424	7330033	1559m
POINTE 1	818411	7329815	1556m
POINTE 2	818420	7329786	1556m
POINTE 3	818441	7329884	1556m

**FLOWLINE SYSTEM LENGTH TABLE (SEE NOTES 6 AND 7)**

WELL / EQUIP.	TURRET / TUBE	TYPE	LENGTH	WELL AZIMUTH	TURRET AZIMUTH
7-ATL-2HP-RIS/ ALS-1	1	PRODUCTION - 6"	2300mR + 1550mF	78,1°	-
	2	SERVICE - 4"	2300mR + 4030mF	153,3°	-
	-	RIGID/FLEXIBLE JUMPER	150m	-	-
7-ATL-3H-RIS	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
7-ATL-4H-RIS/ ALS-3	2	PRODUCTION - 6"	2300mR + 1550mF	48,3°	-
	3	SERVICE - 4"	2300mR + 1500mF	95,3°	-
	-	RIGID/FLEXIBLE JUMPER	60m	-	-
SH / ALS-2	5	PRODUCTION - 6"	1330mR + 1820mF	81,1°	-
	6	SERVICE - 4"	2300mR + 3660mF	142,3°	-
	-	RIGID/FLEXIBLE JUMPER	60m	-	-
UTA-1	0	UMBILICAL 1	7066m	172,8°	-
	2	UMBILICAL 2	7267m	190,3°	-
	3	UMBILICAL 3	4720m	201,1°	-

**MOORING LINE TABLE (SEE NOTE 8)**

CLUSTER	MOORING LINE ANCHOR	COORDENATES UTM X	COORDENATES UTM Y	AZIMUTH	MOORING ANCHOR POINT (UTM COORDENATES)	MOORING ANCHOR POINT (UTM COORDENATES)	W.D. (m)
N	5	816641,0	733035,0	340°	2005,8	2001,8	1560
	4	816716,0	733036,0	350°	2008,2	2001,8	1560
	3	816396,0	733041,0	350°	2053,5	2001,8	1560
	2	818481,0	732784,0	104°	1986,6	1992,4	1535
SE	1	818444,0	732704,0	109°	1995,9	1992,4	1535
	8	818372,0	732754,0	118°	1993,8	1992,4	1535
	7	815136,0	732693,0	239°	2021,2	2006,2	1540
SW	6	816610,0	733212,0	239°	2013,6	2006,2	1540



**COORDENATES TABLE ABANDONMENT UTM**

WELL / EQUIP.	X	Y	WD
FPSO	816566	7328369	1537m
7-ATL-2HP-RIS	818445	7329083	1557m
7-ATL-4H-RIS	818396	7329217	1557m
SH	818408	7329083	1556m
UTL - UMBILICAL	818641	7329039	1556m
UTL - PRODUCTION	81778	7329042	1556m
UTL - SERVICE	81787	7329542	1559m
UTL - PRODUCTION	818097	7329061	1559m
UTL - PRODUCTION	818194	7329067	1559m
SH - SERVICE	815555	7329581	1529m
UTL - SERVICE	815482	7329007	1529m
SH - UMBILICAL	815216	7328237	1529m
2HP - UMBILICAL	814919	7328127	1529m

**LEGEND**

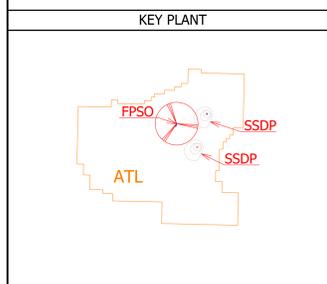
- FPSO
- SOUNDER SSCOP
- EXTERNAL PUMP (ALS)
- UMBILICAL TERMINATION ASSEMBLY
- DEPTH LINE
- FUTURE WELL
- ABANDONED WELL
- ORIENTATION WCT
- SEE NOTE 6
- SEE NOTE 7
- ACRONYMS

**LEGEND FLEXIBLE DUCTS**

- STYLE
- FLEXIBLE PIPE - FLOWLINE
- FLEXIBLE PIPE - RISER
- RIGID PIPELINE
- COLOR
- PRODUCTION DUCTS
- CONTROL UMBILICALS
- SERVICE/GAS LIFT FLOWLINE

**ACRONYMS**

- ATL - ATLANTA
- F - FLOWLINE
- J - JUMPER
- WD - WATER DEPTH
- R - RISER
- TOP - TOUCH DOWN POINT
- ALS - ARTIFICIAL LIFT SKID
- ALPM - ARTIFICIAL LIFT PUMP MODE



- GENERAL NOTES**
- THE PROJECT CONSISTS OF LINES OF PRODUCTION WELLS, SERVICES LINES AND UMBILICAL WITH POWER CABLE.
  - THE LENGTH OF FLEXIBLE FLOWLINE INCLUDE OVERLENGTH.
  - ALL WELLS SHALL BE CONNECTED TO A ALS (DEED).
  - THE UTAS 1, 2 AND 4 ARE IN THE FINAL LOCATION CONSIDERING THE DEFINITIVE PRODUCTION SYSTEM.
  - ALL UMBILICAL SHALL BE CONNECTED TO UTA AND FROM UTA TO WELL SHALL BE USED THREE FLYING LEADS (TWO ELECTRIC POWER/SIGNAL AND ONE HYDRAULIC/CHEMICAL).
  - T-TUBE AZIMUTH CONSIDERED FROM NORTH DIRECTION CLOCKWISE AND FROM THE CENTER OF TURRET.
  - RISER AZIMUTH CONSIDERED FROM NORTH DIRECTION CLOCKWISE AND FROM THE CENTER OF T-TUBE. DIRECTION OF BELL MOUTH SHALL BE ALLIGNED WITH RISER AZIMUTH.
  - MOORING LINES AZIMUTH CONSIDERED FROM NORTH DIRECTION CLOCKWISE AND FROM THE CENTER OF FIBER/ROD ACCORDING TO TURRET.

REV.	DESCRIPTION	DATE	EXEC.	CHECK	APPROV.
0	ISSUE	18/04/2022	C.NORDINA	K.ARNES	R.FINBERG

**Enauta**

BS-4

PROJECT: ATLANTA FIELD - EPS

AREA: SANTOS BASIN

TITLE: SUBSEA LAYOUT EARLY PRODUCTION PHASE 2 - ABANDONMENT STUDIES

DATE: 18/04/2022

SCALE: 1 : 10,000

PROJECT NO: I-DE-3000.01-1500-941-ENAT-005

**DRAFT**  
19/04/22

# Anexo – 2

Licença de Operação para Atividades de Perfuração do BS-4



## INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS

### Licença de Operação (LO) Nº 1198/2013 - Retificação

**VALIDADE: 8 anos e 5 meses**  
(A partir da assinatura)

**A PRESIDÊNCIA DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS**, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 23, parágrafo único, inciso V do Decreto nº 8.973, de 24 de janeiro de 2017, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, e entrou em vigor no dia 21 de fevereiro de 2017; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença à:

**EMPRESA:** ENAUTA ENERGIA S.A.

**CNPJ:** 11.253.257/0001-71

**CTF:** 5076853

**ENDEREÇO:** Avenida Almirante Barroso, 52 1101 1102 1103 **BAIRRO:** Centro

**CEP:** 22260-005 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

**TELEFONE:** (21) 35095-800

**NÚMERO DO PROCESSO:** 02022.000815/2012-16

Referente ao empreendimento **Atividade de Perfuração Marítima no Bloco BS-4, Bacia de Santos.**

A validade desta licença está condicionada ao fiel cumprimento das condicionantes constantes e demais documentos que, embora aqui não transcritos, são partes integrantes deste licenciamento.

#### 1. CONDIÇÕES GERAIS

1.1 Esta Licença deverá ser publicada em conformidade com a Resolução CONAMA nº 06/86, sendo que cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA.

1.2 O IBAMA, mediante decisão motivada, poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar esta Licença, caso ocorra:

- Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;
- Omissão ou falsa descrição de informações relevantes, que subsidiaram a expedição da licença;
- Superveniência de graves riscos ambientais e à saúde.

1.3 Qualquer alteração das especificações do projeto, da finalidade do empreendimento, do escopo dos programas ou dos prazos previstos deverá ser precedida de anuência do IBAMA.

1.4 A ocorrência de acidentes ambientais deverá ser imediatamente comunicada ao Ibama, via Sistema Nacional de Emergências Ambientais – Siema, endereço eletrônico: [www.ibama.gov.br/emergenciasambientais](http://www.ibama.gov.br/emergenciasambientais), independente das medidas tomadas para seu controle. Se o sistema estiver temporariamente inoperante, a comunicação imediata deverá ser realizada por meio do correio eletrônico: [emergenciasambientais.sede@ibama.gov.br](mailto:emergenciasambientais.sede@ibama.gov.br), ao qual deverá ser solicitada confirmação de recebimento, conforme Art. 7º, da Instrução Normativa nº 15, de 6 de outubro de 2014.

1.5 No prazo máximo de 30 (trinta) dias após a ocorrência do acidente ambiental, deverá ser protocolado o Relatório de Atendimento a Emergências Ambientais.

1.6 Esta Licença não exime o empreendedor da obtenção de outras autorizações junto a outros órgãos porventura exigíveis.

1.7 Esta Licença não autoriza supressão de vegetação nativa nem manejo de fauna silvestre.

1.8 A renovação desta Licença deverá ser requerida num prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, antes do término da sua validade.

1.9 O empreendedor é responsável, perante o IBAMA, pelo atendimento às condicionantes postuladas nesta Licença.

#### 2. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

2.1 Esta Licença de Operação autoriza a perfuração de até 9 (nove) poços nas seguintes coordenadas P-01 (24°6'46,101''S; 41° 52' 2,116''W), P-02 (24°6'43,666''S; 41°52'2,175''W), P-06 (24°6'38,804''S; 41°52'2,718''W), P-07 (24°6'36,466''S; 41°51'59,590''W), P-08 (24°6'36,966''S; 41°51'57,030''W), P-09 (24°5'20,274''S; 41°51'42,834''W), P-10 (24°5'0,289''S; 41°51'56,660''W), P-11 (24°4'57,795''S; 41°51'58,631''W), a partir do navio sonda Laguna Star, no Bloco BS-4, Bacia de Santos.

2.2 Deverá ser apresentado cronograma atualizado do projeto de perfuração em até 30 (trinta) dias antes do início da atividade.

2.3 A data efetiva de início da atividade de perfuração de cada poço deverá ser informada à COEXP/CGMAC/DILIC/IBAMA com antecedência mínima de 5 (cinco) dias, bem como a de seu término que

deverá ser informada em até 5 (cinco) dias após sua finalização.

2.4 Quando houver necessidade de realizar um Teste de Formação, o mesmo deverá seguir as orientações contidas no documento "Diretrizes Para Execução de Teste de Formação", disponível através do número SEI nº 9899800.

2.5 Implementar o Projeto de Comunicação Social (PCS) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.6 Implementar o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.7 Implementar o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.8 Implementar o Projeto de Controle da Poluição (PCP) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.9 Implementar o Plano de Proteção a Fauna (PPAF) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.10 Implementar o Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.11 Implementar o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16, bem como no processo Ibama nº 02001.016082/2020-81, específico da empresa Enauta para este projeto.

2.12 É proibido o descarte no mar de fluidos de perfuração, fluidos complementares e cascalhos com óleo livre ou óleo da formação.

2.13 Implementar o Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC) conforme "Diretrizes para o uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás" (SEI nº 5533803), conforme Despacho nº 5540547/2019-GABIN (SEI nº 5540547).

2.14 Implementar o Plano de Amostragem dos Estoques de Baritina e Base Orgânica conforme "Diretrizes para o uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás" (SEI 5533803), conforme Despacho nº 5540547/2019-GABIN (SEI nº 5540547).

2.15 Implementar o Plano de Gerenciamento de Resíduos da Atividade de Perfuração (PGRAP) conforme "Diretrizes para o uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás" (SEI 5533803), conforme Despacho nº 5540547/2019-GABIN (SEI nº 5540547).

2.16 O uso de produto dispersante químico como técnica de resposta a incidentes de poluição por óleo no mar, deverá observar o disposto na Resolução CONAMA nº 472, de 27 de novembro de 2015, assim como, na Instrução Normativa nº 26/2018 - Ibama, que estabeleceu os parâmetros e procedimentos para o monitoramento ambiental da aplicação de dispersante químico no mar, ressaltado a proibição do uso de produto que não possua o devido registro junto ao Ibama, e fora do seu prazo de validade.

2.17 Apresentar, no prazo de 15 (quinze) dias, a contar da emissão da renovação desta licença de operação, a revisão consolidada do Plano de Emergência Individual (PEI), evidenciando a inclusão das ações de resposta aos cenários acidentais com derramamento de óleo no mar, a partir da unidade marítima de perfuração e respectivas embarcações de apoio, assim como, previsão da realização de simulado de acionamento do PEI com cenário acidental previamente acordado junto a CGMAC/DILIC/IBAMA."

2.18 Apresentar Relatório consolidado, com periodicidade anual, das ações comprobatórias de cumprimento das condicionantes desta Licença. O Relatório deverá ser apresentados somente em versão digital, em arquivo único, compreendendo, para cada projeto/programa: sumário; objetivos geral e específico; indicadores; metas; ações realizadas; discussão dos resultados; evidências fotográficas (datadas/georreferenciadas); cronogramas atualizados; referências bibliográficas, instituições e agentes envolvidos, assinatura dos responsáveis técnicos pelo projeto e pela execução dos trabalhos, registro dos profissionais nos órgãos de classe, incluindo ART e CTF, quando couber. O Relatório deve trazer na conclusão a medida da efetividade das ações implementadas sobre o componente ambiental monitorado. Estes Relatório deverão ser apresentado no prazo máximo de 90 (noventa) dias após o fechamento de cada período de 12 meses, contados à partir da data de emissão desta licença. A apresentação destes Relatórios anuais não exime a empresa da necessidade de apresentação de outros relatórios eventualmente solicitados.

2.19 A empresa não poderá perfurar, lançar âncoras ou descartar fluidos e cascalhos sobre leitos de corais ou algas (e outras assembleias bentônicas). Caso sejam encontrados leitos de algas ou corais nas locações de poços, de lançamento de âncoras, ou de descarte de fluidos e cascalhos, estas locações deverão ser alteradas e posicionadas em uma distância segura de sua área de ocorrência, de modo a evitar impactos sobre estas comunidades. A localização eorreferenciadag dos bancos deverá ser imediatamente informada à CGMAC/DILIC/IBAMA. Para tal, deverá ser preenchida a "Ficha de Notificação de Descobrimto de Formações Recifais em Atividades de E&P".

2.20 Sempre que houver alteração da estrutura de resposta a acidentes com derrames de óleo no mar, encaminhar Tabela Única de Informações (TABUI) atualizada à CGMAC/DILIC/IBAMA, e demais itens em conformidade com a Nota Técnica n.º 02/2013.

# Anexo – 3

Licença de Operação do SPA do  
Campo de Atlanta



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE  
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA

## LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 1442/2018

A PRESIDENTE DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, nomeada por Decreto de 02 de junho de 2016, publicado no Diário Oficial da União de 03 de junho de 2016, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 23, parágrafo único, inciso V do Decreto nº 8.973, de 24 de janeiro de 2017, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, e entrou em vigor no dia 21 de fevereiro de 2017;  
**RESOLVE:**

Expedir a presente Licença de Operação Nº 1442/18 à:

**EMPRESA:** Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. - QGEP  
**CNPJ:** 11.253.257/0001-71  
**CTF:** 5076853  
**ENDEREÇO:** Almirante Barroso, 52 – Sala 1301, Centro  
**CEP:** 20031-318      **CIDADE:** Rio de Janeiro      **UF:** RJ  
**TELEFONE:** (21) 3509-5800      **FAX:** (21) 3509-5999  
**REGISTRO NO IBAMA:** Nº 02022.001653/2013-14

Autorizando operação do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, através do FPSO Petrojarl I, na Bacia de Santos.

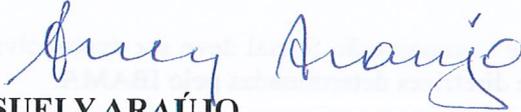
Esta Licença de Operação Nº 1442/18 é válida até o dia 26 de abril de 2023.

A validade desta Licença de Operação está condicionada ao cumprimento das condicionantes constantes no verso deste documento, que deverão ser atendidas dentro dos respectivos prazos estabelecidos, e dos demais anexos constantes do processo que, embora não transcritos, são partes integrantes deste documento.

Esta Licença de Operação é concedida sem prejuízo de outras licenças legalmente exigíveis, e deverá estar disponível no local da atividade licenciada, para efeito de fiscalização.

Brasília-DF,

25 ABR 2018

  
SUELY ARAÚJO  
Presidente do IBAMA

## LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 1442/2018

### 1 – CONDIÇÕES GERAIS:

1.1 Esta Licença de Operação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § Io, da Lei nº 6.938/81 e na Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA nº 006/86, sendo que as cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA.

1.2 Quaisquer alterações nas especificações do empreendimento deverão ser precedidas de anuência do IBAMA.

1.3 O IBAMA, mediante decisão motivada, poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar esta licença, quando ocorrer: violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais; omissão ou falsa descrição de informações relevantes que subsidiaram a expedição da licença; superveniência de graves riscos ambientais e de saúde.

1.4 A renovação desta licença deverá ser requerida com antecedência mínima de 120 dias da expiração de seu prazo de validade.

1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar dano ambiental, por meio do Sistema Nacional de Emergências Ambientais (SIEMA), de acordo com a Instrução Normativa IBAMA nº 15/2014.

1.6 Esta licença não substitui alvarás, autorizações, licenças, outorgas e outros atos autorizativos exigidos por legislação específica, tampouco exime o empreendedor do cumprimento de outras normas em vigor.

### 2 – CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

~~2.1 Informar ao IBAMA a data efetiva do início da operação da atividade objeto desta Licença de Operação em um prazo máximo de 5 (cinco) dias após o início da atividade.~~

2.2 Elaborar e apresentar relatórios técnicos de operação do sistema de produção, em conformidade com as respectivas orientações do Parecer Técnico nº 80/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, e serem encaminhados anualmente ao IBAMA para acompanhamento das atividades desenvolvidas pela QGEP.

2.3 Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta sobre a Avifauna (PMAVE) de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.4 O Plano de Emergência Individual – PEI do FPSO Petrojarl I deve ser desenvolvido de forma continuada e em consonância com as diretrizes determinadas pelo IBAMA, incluindo a realização anual de um simulado completo de mobilização de resposta a emergência, com envio de relatório contendo sua descrição e o desempenho final em até 30 dias após encerramento do mesmo.

2.5 O Projeto de Comunicação Social deve ser desenvolvido de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.6 O Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores deve ser desenvolvido de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

## LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 1442/2018 – CONTINUAÇÃO

2.7 O Projeto de Controle da Poluição deve ser desenvolvido de forma continuada e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com prazos e diretrizes constantes na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

2.8 O Projeto de Monitoramento Ambiental deve ser desenvolvido de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.9 Encaminhar atualização do Projeto de Desativação, no mínimo 180 dias antes do início da desativação, que deve ser aprovado pelo IBAMA antes de sua implementação.

2.10 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de prévia anuência do IBAMA.

2.11 Realizar, a cada dois anos, Auditorias Ambientais independentes, segundo os critérios da Resolução CONAMA nº 306/02, de 5 de julho de 2002, e apresentar os relatórios em até 45 dias após sua conclusão.

2.12 Apresentar proposta para o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas no prazo máximo de 30 (trinta) dias, em conformidade com o determinado pelo Parecer Técnico nº 80/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, iniciando imediatamente sua implementação.

2.13 Cumprir as obrigações relativas à Compensação Ambiental, previstas no art. 36 da Lei 9.985/2000, a partir da deliberação do Comitê de Compensação Ambiental Federal. O Grau de Impacto do empreendimento é de 0,36%, e o valor da Compensação Ambiental foi estipulado em R\$1.669.683,99 reais.



3/3