



Shell Brasil Petróleo Ltda. - Upstream Americas

Documento Controlado

Programa de Descomissionamento das Instalações ("PDI") do Parque das Conchas (BC-10) – Conceitual

Número do Documento	BC10D-SHL-000-CR-PLN-0001-POR
Revisão	01
Situação	Versão para submissão à ANP, ao IBAMA e à Marinha/DPC-RJ
Tipo do Documento	PLN (Plano)
Data da Revisão	19/12/2023
ECCN	EAR99
Classificação de Segurança	Restrito

Histórico de Revisões

STATUS DA REVISÃO		
Revisão	Data	Situação
01	19/12/2023	Versão para submissão à ANP, ao IBAMA e à Marinha/DPC-RJ

Palavras Chave

BC-10, Parque das Conchas, FPSO Espírito Santo, Descomissionamento, Programa de Descomissionamento das Instalações Conceitual, PDI, PDI Conceitual

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	5
I. INTRODUÇÃO	6
II. ABREVIACÕES	10
III. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	12
IV. EQUIPE DO PROJETO	13
1.0 REFERÊNCIAS	14
2.0 MOTIVAÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES	18
2.1 HISTÓRICO	18
2.2 PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO DO RESERVATÓRIO	19
2.3 DESAFIOS RECENTES	20
2.4 CONCLUSÃO	21
3.0 INVENTÁRIO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO A SEREM DESATIVADAS	22
3.1 POÇOS	22
3.1.1 POÇOS ADJACENTES E DESCARTADOS	22
3.1.2 POÇOS A SEREM ABANDONADOS	23
3.2 UNIDADES DE PRODUÇÃO MARÍTIMAS	25
3.2.1 DESCRIÇÃO	25
3.2.2 MÓDULOS	27
3.2.3 SISTEMA DE MANUTENÇÃO DE POSIÇÃO	30
3.3 DUTOS	34
3.4 DEMAIS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA SUBMARINO	51
3.5 REGISTROS FOTOGRÁFICOS MAPAS E DIAGRAMAS	58
3.5.1 REGISTRO FOTOGRÁFICO	58
3.5.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO	59
3.5.3 DIAGRAMA UNIFILAR DE INTERLIGAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO	60
3.6 INTERVENÇÃO EM POÇOS	62
3.7 MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS PRESENTES NAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO	62
3.8 MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS NO LEITO MARINHO	65
4.0 CARACTERIZAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO	66
4.1 CRITÉRIOS	66

4.1.1	CRITÉRIO AMBIENTAL	66
4.1.2	CRITÉRIO SOCIAL.....	69
4.1.3	CRITÉRIO TÉCNICO	71
4.1.4	CRITÉRIO DE SEGURANÇA.....	71
4.1.5	CRITÉRIO ECONÔMICO	72
4.2	DESCRIÇÃO DOS GRUPOS DE EQUIPAMENTOS	72
4.2.1	GRUPO A) DUTOS RÍGIDOS (<i>RISERS</i> E <i>FLOWLINES</i>)	73
4.2.2	GRUPO B) UMBILICAIS	76
4.2.3	GRUPO C) <i>JUMPERS</i> RÍGIDOS E FLEXÍVEIS E <i>FLYING LEADS</i>	77
4.2.4	GRUPO D) EQUIPAMENTOS SUBMARINOS	83
4.2.5	GRUPO E) SISTEMA DE ANCORAGEM	90
4.3	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO	92
4.4	ESTUDO DE COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO CONSIDERANDO OS CRITÉRIOS TÉCNICO, AMBIENTAL, SOCIAL, DE SEGURANÇA E ECONÔMICO	93
5.0	PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES.....	97
5.1	POÇOS	97
5.2	DEMAIS INSTALAÇÕES.....	97
5.2.1	FPSO ES	97
5.2.2	DESCOMISSIONAMENTO DO SISTEMA SUBMARINO	100
5.3	INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS	100
5.4	CRONOGRAMA.....	100
5.4.1	DESCOMISSIONAMENTO DO FPSO ES	101
5.4.2	DESCOMISSIONAMENTO DO SISTEMA SUBMARINO	102
5.4.3	ABANDONO DOS POÇOS	102
5.5	ESTIMATIVA DE CUSTO	103
6.0	ESTUDOS E PLANOS ASSOCIADOS	104
6.1	MEMORIAL DESCRITIVO DO PROJETO DE AUXÍLIO À NAVEGAÇÃO	104
6.2	PLANO DE MONITORAMENTO PÓS-DESCOMISSIONAMENTO	104
7.0	ESTUDOS AMBIENTAIS	105
8.0	ANEXOS	106

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este documento, intitulado Programa de Descomissionamento das Instalações Conceitual ("PDI Conceitual") do Parque das Conchas, foi estruturado de acordo com os requerimentos da Resolução ANP nº 817/2020 e do capítulo 6º NORMAM-303/DPC.

O Capítulo 1 fornece uma introdução aos campos do Parque das Conchas e ao seu descomissionamento.

Capítulo 2 resume as razões para o descomissionamento dos campos.

O Capítulo 3 apresenta o inventário de todas as instalações de produção que devem ser descomissionadas, incluindo poços, unidade de produção marítima (FPSO), dutos e demais equipamentos, com descrição e quantificação, além de materiais, resíduos e rejeitos.

O Capítulo 4 contém a caracterização e a avaliação de alternativas de descomissionamento do sistema submarino. Um conjunto de critérios é estabelecido e uma análise técnica é realizada por grupos de instalações e equipamentos. A partir de uma comparação qualitativa de alternativas, são realizadas propostas, com as respectivas justificativas, para o destino de descomissionamento de cada tipo de instalação.

O Capítulo 5 inclui uma descrição do plano básico de descomissionamento para os escopos de poços, sistemas submarinos e FPSO. De acordo com a Resolução ANP nº 817/2020, apenas o cronograma de descomissionamento (Seção 5.4) deve ser apresentado em um Programa de Descomissionamento das Instalações Conceitual, porém, algumas informações sobre as demais seções são incluídas para subsidiar a análise e as propostas de descomissionamento apresentadas no Capítulo 4.

O Capítulo 6 introduz os estudos e planos associados ao descomissionamento, que devem ser desenvolvidos ao longo dos próximos anos e apresentados no PDI Executivo.

O Capítulo 7 informa sobre os estudos ambientais relacionados às atividades de descomissionamento propostas neste PDI Conceitual. São feitas referências a dois estudos, de caracterização do fundo marinho e de caracterização de bioincrustação do casco do FPSO, que estão incluídos como anexos a este PDI Conceitual. Além disso, estão em desenvolvimento Estudos de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) e de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais (AGRA), e que serão submetidos aos órgãos reguladores assim que finalizados, como complementos deste documento.

O Capítulo 8 mostra todos os anexos incluídos neste PDI Conceitual.

I. INTRODUÇÃO

O Parque das Conchas ("Bloco BC-10") é um conjunto de campos *offshore* de hidrocarbonetos localizado na Bacia de Campos, no Bloco BC-10, a aproximadamente 100 km a sudeste da cidade de Vila Velha, no Espírito Santo, em águas ultra profundas, com lâminas d'água variando de 1.555 m a 1.930 m. O Parque das Conchas é composto por três campos: Abalone, Argonauta e Ostra. A figura 1.1 mostra a localização dos campos do Parques das Conchas no Brasil.

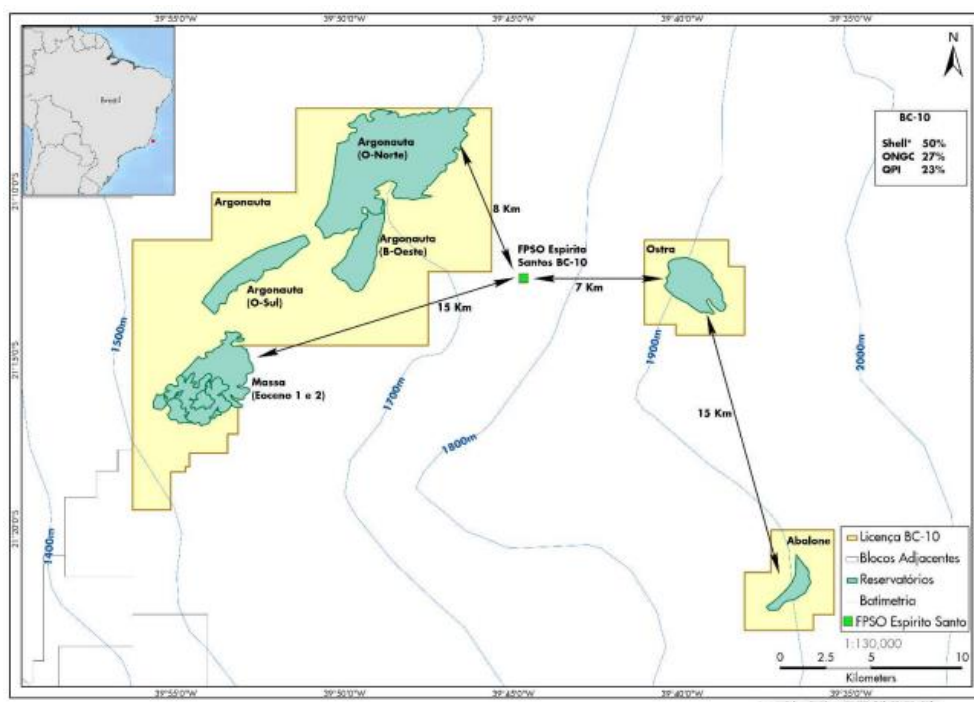


Figura I.1 – Localização dos campos de Parque das Conchas

A unidade de produção vinculada aos campos é o FPSO Espírito Santo ("ES"), que se encontra ancorado entre os centros de perfuração dos mesmos. O FPSO foi projetado para atingir a produção máxima diária de 100.000 barris de óleo e 50 MMSCF de gás natural.

O histórico do Bloco BC-10 pode ser resumido pelos seguintes marcos:

- 1998 O contrato de concessão do bloco BC-10 foi assinado em 6 de agosto de 1998 com a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).
- 1999 A Petrobras, subsequentemente, assinou o Contrato de Participação em 20 de julho de 1999 com a Shell Brasil Ltda. ("Shell"), Esso Brasileira de Petróleo Ltda.

- (“ESSO”) e Mobil Exploração e Desenvolvimento do Brasil Ltda.(“Mobil”), sendo a Shell a operadora do bloco, com 35% de participação. A participação dos parceiros à época eram Petrobras com 35% e Esso (fusão de Exxon e Mobil), com 30%.
- 2001 O primeiro período de exploração terminou em 6 de agosto de 2001.
- 2005 As Declarações de Comercialidade foram feitas em 19 de dezembro de 2005, dando origem a 3 novos campos, denominados Abalone, Argonauta e Ostra.
- 2009 A produção de óleo teve início em 2009.
- 2010 Após uma reestruturação comercial, as participações passaram a ser: Shell Brasil Petróleo Ltda. (“SBPL”) (50%), Petrobras (35%) e ONGC Campos Ltda. (“ONGC”) (15%).
- 2013 Em dezembro de 2013, a Petrobras saiu do consórcio, tendo sido seus 35% divididos entre ONGC (12%), e BC-10 Petróleo Ltda. (23%), posteriormente adquirida pela QP Brasil Petróleo Ltda. (“QP”).
- Atual - As participações atualizadas no bloco são: SBPL (50%), ONGC (27%) e Qatar Energy Brasil Ltda. (“QE”), antiga QP (23%).

Observando o disposto na Resolução ANP n° 817, de 24 de abril de 2020, a SBPL vem por meio deste documento apresentar o Programa de Descomissionamento das Instalações Conceitual do Parque das Conchas (BC-10), conforme descrito no *Anexo III – Roteiro do Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas* da mencionada Resolução. Este documento foi preparado de forma a seguir a estrutura definida nesse roteiro.

Adicionalmente, a SBPL, por meio deste PDI Conceitual, solicita a aprovação em separado e prioritária da execução do descomissionamento do FPSO ES. Esse procedimento visa viabilizar o início de sua desmobilização no menor tempo possível após a cessação da produção, caso esta seja antecipada tanto por fatores externos não planejados, como por exemplo redução do preço do petróleo, quanto internos, como eventual problema nas instalações que esteja além de solução técnica ou economicamente viável. A possibilidade de já haver aprovação regulatória do PDI em casos como esses contribuiria para a redução dos custos envolvidos e da exposição a riscos de segurança, relacionados à permanência do FPSO no local após o encerramento da produção, enquanto se aguardaria aprovação para início das atividades de descomissionamento.

Adicionalmente aos aspectos de segurança, a possibilidade de início imediato da execução do descomissionamento do FPSO após a cessação da produção possibilita acelerar a eliminação dos impactos ambientais associados à presença da unidade na locação, mesmo que não esteja produzindo. No que diz respeito às emissões de gases de efeito estufa, é previsto que a plataforma continuará emitindo valor semelhante àquele que se tem hoje com

a unidade em atividade. Esta manutenção nos níveis de emissões ocorrerá porque, após o fim da produção, mesmo com uma menor atividade, é necessário o uso de óleo diesel para o funcionamento das turbinas de geração de energia, as quais são atualmente acionadas pelo gás natural produzido pelos campos. Da mesma forma, a remoção do FPSO no menor tempo possível irá antecipar a eliminação da produção de resíduos sólidos, efluentes oleosos, orgânicos e sanitários.

Por fim, a retirada do FPSO irá extinguir a zona de segurança de 500 m no entorno do FPSO, a qual impede a navegação de embarcações não ligadas à atividade. Ainda que tais impactos, individualmente, não sejam de extrema significância, entende-se como oportuna a sua eliminação o mais cedo possível, em especial pelo fato de que essa antecipação da remoção do FPSO não prevê impactos adicionais aos já indicados neste PDI Conceitual.

Para viabilizar essa solicitação de aprovação prioritária e em separado do descomissionamento do FPSO ES, conforme conceito descrito no item 5.2.1 deste documento, a SBPL propõe a apresentação de um PDI Executivo exclusivo para a execução do descomissionamento do FPSO ES, após a aprovação deste PDI Conceitual.

Esse PDI Executivo do FPSO ES iria descrever a execução das atividades de limpeza do FPSO e do sistema submarino, o isolamento dos poços e a desconexão e reboque da plataforma para o seu destino final (reutilização em outro ativo ou reciclagem).

Após o processo de aprovação do PDI Conceitual, a SBPL submeteria também um PDI Executivo do Sistema Submarino, contemplando a execução do descomissionamento dessas instalações, cujo escopo de remoção ou permanência no local deverá ser definido conforme metodologia proposta no Capítulo 4 deste documento.

O abandono permanente dos poços será executado conforme as diretrizes do regulamento do SGIP (Resolução ANP nº 46/2016) e assegurando previamente que a desconexão da plataforma seja realizada após a restauração da integridade do conjunto solidário de barreiras dos poços. Será solicitada ao IBAMA a sua anuência no âmbito da Licença de Operação de BC-10 para a realização dessa atividade.

É importante ressaltar que, no capítulo 5 deste PDI, é apresentada a descrição de atividades que envolvem a desconexão e retirada do FPSO ES de sua locação, demonstrando que, efetuadas da forma como estão sendo planejadas, não trarão prejuízo às opções de descomissionamento do restante do sistema submarino, nem implicarão em riscos ou impactos injustificáveis aos demais escopos do descomissionamento de BC-10.

Deve ser destacado, também, que estão em andamento estudos de extensão de vida para BC-10. A submissão deste C-PDI à ANP, ao IBAMA e à Marinha do Brasil, e do Estudo de

BC10D-SHL-000-CR-PLN-0001-POR	- 9 -	Restrito
-------------------------------	-------	----------

Justificativa de Descomissionamento (“EJD”) à ANP, neste momento, visa ao cumprimento dos requisitos regulatórios de descomissionamento (Resolução ANP nº 817/2020 e Licença de Operação). A partir dos resultados dos estudos atualmente em desenvolvimento, uma decisão quanto à extensão da vida útil de BC-10 para além de 2028 poderá vir a ser tomada pela SBPL. Caso seja definida uma nova data de Cessação de Produção de BC-10, este C-PDI e o EJD serão ajustados em conformidade.

Qualquer referência neste documento feita à SBPL (ou Shell) deve ser entendida como uma referência à SBPL na qualidade de operadora e líder do Consórcio de BC-10. Igualmente, qualquer referência neste documento feita a BC-10 deve ser entendida como uma referência aos campos do Parque das Conchas, no Bloco BC-10, nomeadamente, Argonauta, Ostra e Abalone.

II. ABREVIACÕES

ABREVIACÕES	SIGNIFICADO
ALM	<i>Manifolds</i> de Elevação Artificial
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BAC	<i>Back Bone Cable</i>
BC-10	Bloco BC-10 (BC= Bacia de Campos)
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
COW	<i>Crude Oil Wash</i>
DSO	Documentação de Segurança Operacional
DUM	Descrição da Unidade Marítima de Produção
EFL	<i>Electrical Flying Lead</i>
EIA/RIMA	Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental
EJD	Estudo de Justificativas para o Descomissionamento
EOFL	<i>End of Field Life</i>
ES	Espírito Santo
FPSO	<i>Floating Production, Storage and Offloading</i>
GHG	<i>Greenhouse Gas</i>
HFL	<i>Hydraulic Flying Lead</i>
HVEFL	<i>High Voltage Electrical Flying Lead</i>
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais
LD	Lâmina d'água
LoFS	<i>Life of Field Seismic</i>
MDO	<i>Sistema de Óleo Diesel Marítimo</i>
MMSCF	<i>Million Standard Cubic Feet</i>
MOBO	Módulo de Bombeio
MPSV	<i>Multi Purpose Support Vessel</i>
NORM	<i>Naturally Occurring Radioactive Materials</i>
ONGC	ONGC Campos Ltda.

PAT	Programa Anual de Trabalho
PCD	<i>Power and Communication Distributor</i>
PD	Plano de Desenvolvimento
PDI	Programa de Descomissionamento das Instalações
PLEM	<i>Pipeline End Manifold</i>
PLET	<i>Pipeline End Terminal</i>
PLSV	<i>Pipe Laying Support Vessel</i>
PLT	<i>Pipeline Termination</i>
PM	Manifold de Produção
PMPD	Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento
PPCEX	Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas
P&A	<i>Plug and Abandon</i>
QE	Qatar Energy Brasil Ltda.
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i> (Veículo de Operação Remota)
RSV	<i>ROV Support Vessel</i>
SBPL	Shell Brasil Petróleo Ltda.
SFL	<i>Steele Flying Lead</i>
SGIP	Sistema de Gestão de Integridade de Poços
SGSO	Sistema de Gestão de Segurança Operacional
SSCV	<i>Subsea Construction Vessel</i>
UTA	<i>Umbilical Termination Assembly</i>
VLCC	<i>Very Large Crude Carrier</i>

Tabela II.1 - Abreviações

III. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

	Número	Título
1	Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020	Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de área e dá outras providências.
2	Nota Técnica Nº 3/2021/COEXP/CGMAC/DILIC, de 31 de maio de 2021	Assunto: Diretrizes que estabelecem o controle da locação/ancoragem de unidades de perfuração e o descarte de fluidos e cascalhos em atividades de perfuração marítima de poços de petróleo em áreas com ocorrência de formações biogênicas.
3	Norma da Marinha do Brasil NORMAM-303/DPC	Norma da Marinha do Brasil que trata, em seu Capítulo 6, do Procedimentos para Solicitação de Parecer para Descomissionamento de Plataformas, Sistemas Submarinos ou Sistemas Desassociados sob, sobre e às Margens das Águas Jurisdicionais Brasileiras
4	Resolução ANP nº 43, de 29 de novembro de 2007	Regime de Segurança Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural - SGSO
5	Resolução ANP nº 41, de 13 de outubro de 2015	Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos - SGSS
6	Resolução ANP nº 46, de 1 de novembro de 2016	Regime de Segurança Operacional para Integridade De Poços de Petróleo e Gás - SGIP
7	Resolução ANP nº 699, de 06 de setembro de 2017	Procedimento para codificação, definição e de resultado e do status de poços.

Tabela III.1 - Documentos De Referência

IV. EQUIPE DO PROJETO

Profissionais da SBPL (Operador de BC-10) de diversas áreas, no Brasil e exterior, participaram do desenvolvimento de estudos e projetos que embasaram a preparação deste PDI Conceitual do Bloco BC-10.

Principais áreas envolvidas:

- Aquisições e Contratações Comerciais
- Comercial / Parceria
- Comunicações
- Descomissionamento
- Documentação e Sistemas de Informação
- Finanças
- Geomática
- Gerenciamento de Projetos
- Impostos
- Jurídica
- Operações
- Plataforma (FPSO)
- Projetos de Engenharia (Diversas Disciplinas Técnicas)
- Poços
- Relações Governamentais
- Relações Externas
- Riscos Técnicos e Não Técnicos
- Segurança e Meio Ambiente
- Segurança de Processo
- Sistemas Submarinos
- Subsuperfície

Profissionais da empresa de consultoria EnvironPact e da empresa que opera o FPSO ES, SBM Offshore, também tiveram participação nos trabalhos de preparação deste PDI Conceitual.

1.0 REFERÊNCIAS

Nesta seção serão apresentadas as principais características deste empreendimento.

A. Contratado

Este empreendimento é uma parceria onde a SBPL detém 50% de participação enquanto a ONGC detém 27% e a QE detém os 23% restantes.

B. Número do Contrato

Os contratos de concessão junto à ANP para o empreendimento são:

- BC-10 Contrato de Concessão nº 48000.003552/97-11

C. Área sob Contrato

As áreas englobadas nos contratos são os campos do Parque das Conchas, nomeadamente Argonauta, Ostra e Abalone.

D. Bacia Sedimentar

Os campos do Parque das Conchas se localizam na Bacia de Campos.

E. Lâmina D'Água

Reservatório	LD Mínima (m)	LD Média (m)	LD Máxima (m)
Ostra (incluindo GI)	1860	1895	1900
Abalone	1925	1927	1930
Argonauta B-West	1660	1667	1670
Argonauta O-North	1640	1652	1710
Argonauta O-South	1575	1580	1585
Massa	1555	1558	1560
Massa Water Injection	1570	1578	1585

Tabela 1.1 - Lâmina D'Água (LD)

OBS.: O Gasoduto que conecta do FPSO Espírito Santo ao *manifold* de Jubarte se encontra em lâmina d'água de 1197m.

F. Distância da Costa

Os campos do Parque das Conchas estão a aproximadamente 100 km a sudeste da cidade de Vila Velha, no estado do Espírito Santo.

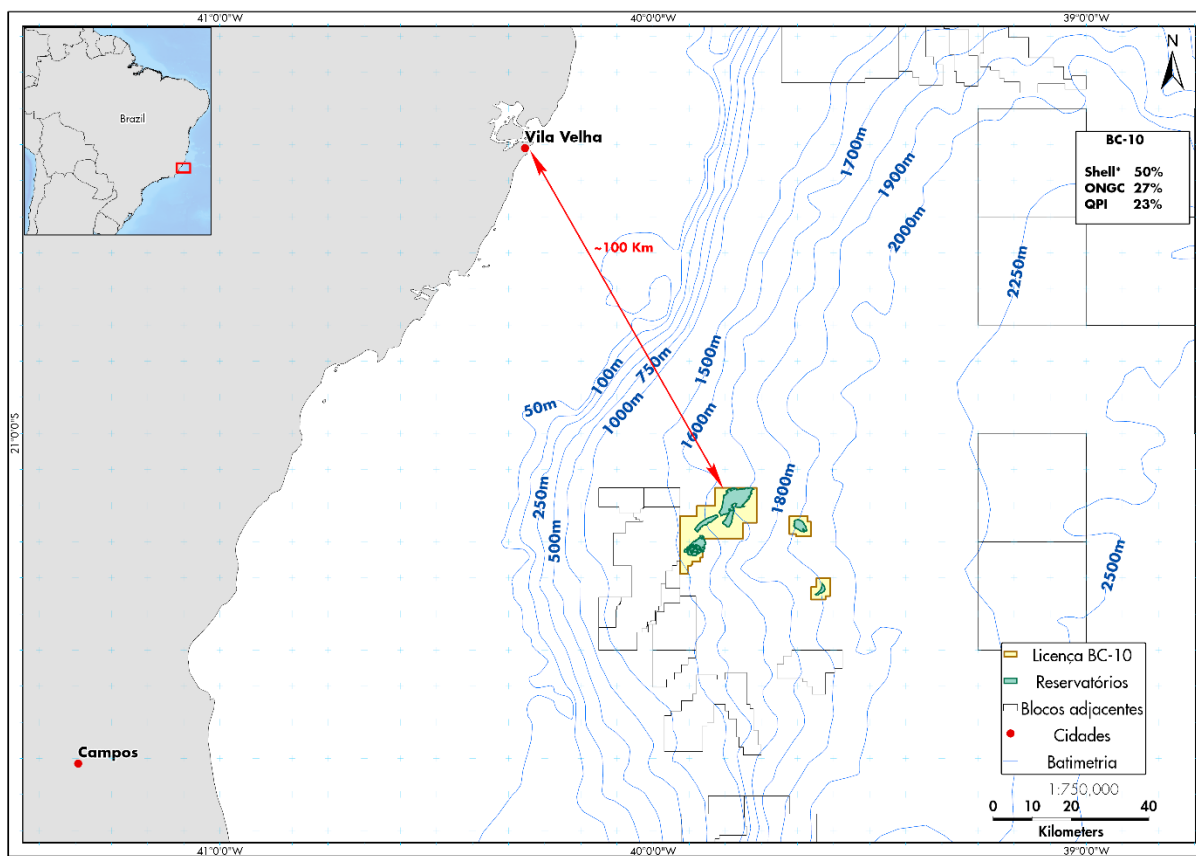


Figura 1.1 - Distância da Costa

G. Data de Início da Produção

A produção nestes campos se iniciou em 13 de julho de 2009.

H. Data Projetada para o Fim da Produção

Conforme apresentado no Programa Anual de Trabalho (PAT) para esses campos, a previsão é que o encerramento da produção dos campos de BC-10 ocorra no final de 2028.

I. Tipo de Descomissionamento

O descomissionamento dos campos de BC-10 será total, com o encerramento da produção e devolução dos campos para a União.

J. Instalações de Produção

O empreendimento conta com poços, árvores de natal, *jumpers*, *plets*, *risers*, *manifolds*, dutos submarinos, umbilicais e a unidade de produção, FPSO ES. Uma descrição completa de todos os sistemas pode ser encontrada no item 3.0.

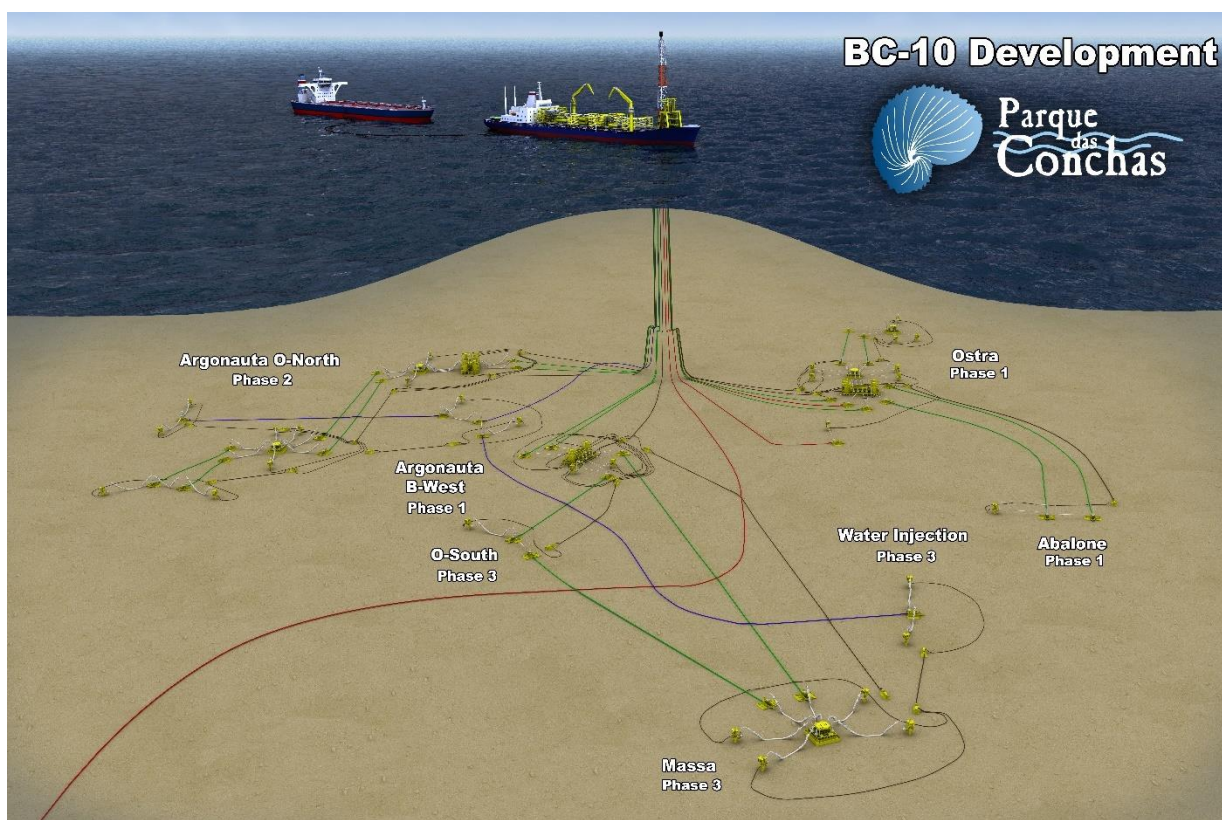


Figura 1.2 – Sistema de Produção

K. Processos de Licenciamento no Órgão Ambiental Licenciador

A operação do sistema de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Bloco BC-10, através da unidade de produção FPSO ES encontra-se autorizada pelo órgão ambiental licenciador (o IBAMA) através do processo de licenciamento descrito a seguir:

Número do Processo: 02022.003007/2005-73

Empresa: Shell Brasil Petróleo Ltda.

CNPJ: 10.456.016/0001-67

L. Licenças Ambientais do Empreendimento

A Tabela 1.2 abaixo apresenta de forma resumida a identificação, escopo e detalhes das licenças ambientais do sistema de produção e escoamento de petróleo e gás natural do Bloco BC-10, autorizadas pelo IBAMA como parte do processo de licenciamento IBAMA Nº 02022.003007/2005-73

As referidas licenças ambientais encontram-se no Anexo I.

LICENÇA	ESCOPO	EMIÇÃO	VALIDADE
LP Nº 252/2007	Autorização prévia para o empreendimento: Relativa ao Sistema de Produção de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos.	06/08/2007	02/08/2011
LI Nº 461/2007	Autorizou a: "Instalação do Sistema de Pré-Ancoragem da Plataforma Arctic I" e "Instalação das Bases de Assentamento dos <i>Manifolds</i> e Condutores dos poços" no âmbito do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos.	11/09/2007	16/08/2009
LI Nº 532/2008	Autorizou a: Instalação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10)	11/07/2008	08/07/2010
LI Nº 555/2008	Autorizou a: Instalação da unidade FPSO ES a ser integrada ao Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos.	29/10/2008	08/07/2010
LO Nº847/2009	Autorizou a operação: Para o Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos.	07/07/2009	07/07/2013
LI Nº 708/2010	Autorizou a: Continuidade da Instalação de todo o Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos.	07/10/2010	31/12/2013
RLO Nº847/2009	1ª Renovação da LO Nº847/2009: Atividades de Operação do FPSO ES, Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos.	04/07/2016	02/06/2021
LO Nº847/2009	Referente a: Solicitação de renovação de licença de operação das atividades de operação do FPSO ES.	27/04/2021	27/04/2025
LO Nº847/2009 – 1ª Retificação	1ª Retificação da LO Nº847/2009: Atividades de Operação do FPSO ES, Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos.	14/07/2022	27/04/2025

Tabela 1.2 – Detalhes das Licenças Ambientais do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Bloco BC-10, Bacia de Campos (Processo Nº 02022.003007/2005-73).

2.0 MOTIVAÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES

2.1 Histórico

O contrato de concessão do Bloco BC-10 foi assinado em 1998 com a Petrobras e a ANP. A Petrobras subsequentemente assinou o Contrato de Participação em 1999 com a Shell, ESSO e MOBIL, sendo a Shell operadora do bloco, com 35% de participação. Desde então ocorrerem algumas mudanças no consórcio, como apresentado no Item I - Introdução. As participações atualizadas no bloco são: SBPL (50%), ONGC (27%) e QE (23%).

A exploração no Bloco BC-10 ocorreu em dois períodos. O primeiro período de exploração terminou em 6 de agosto de 2001, tendo contemplado levantamento sísmico 3D e poços. O segundo período de exploração de dois anos terminou em 6 de agosto de 2003, tendo sido aprovada uma prorrogação do prazo final da declaração de comercialidade até dezembro de 2005, para fins de avaliação das descobertas. O consórcio perfurou 8 poços de exploração e 5 poços de avaliação, tendo descoberto 5 acumulações de óleo. As Declarações de Comercialidade foram feitas em 19 de dezembro de 2005, dando origem a 3 campos, denominados Ostra, Abalone e Argonauta, e considerando a necessidade de um desenvolvimento conjunto desses campos como requisito para sustentar tais declarações.

O desenvolvimento nos campos compreendeu três fases até o momento, a Fase 1 consistiu no desenvolvimento do campo de Ostra, de parte do campo de Argonauta (reservatório Argonauta B-Oeste) e Abalone; a Fase 2 abrangeu o desenvolvimento de outra parte do campo de Argonauta (reservatório Argonauta O-Norte) e a Fase 3 compreendeu o desenvolvimento do restante do campo de Argonauta (reservatórios Argonauta O-Sul e Massa Eoceno Médio 1 (ME-1) e Massa Eoceno Médio 2 (ME-2). Em dezembro de 2015, a ANP requiriu que o Plano de Desenvolvimento do campo de Nautilus fosse incorporado ao campo de Argonauta, conforme Reunião de Diretoria nº 827, de 09/12/2015 – Resolução de Diretoria nº 1002/2015. O campo de BC-10 conta atualmente com um total de 62 poços entre poços exploratórios, de avaliação de reservatório e de desenvolvimento.

A produção do petróleo e gás nos campos de BC-10 é feita por meio da plataforma FPSO ES, localizada entre os três campos. A produção inicial de BC-10 foi feita pela Shell em 2009. O Sistema de Produção garantiu a produção cumulativa de petróleo e gás alcançou 32 milhões de m³ de petróleo e 2,1 de bilhões de m³ de gás considerando até a data de 31 de dezembro de 2022, referente a submissão do boletim anual de reservas de 2022 à ANP.

2.2 Produção e Recuperação do Reservatório

A produção dos reservatórios do Bloco BC-10 foi feita ao longo de toda a vida dos campos considerando o objetivo de maximização do Fator de Recuperação. Para isso foram feitos diversos esforços, como monitoramentos diários, reuniões de otimização mensais e revisões anuais dos planos para o campo, trazendo diversos impactos positivos na produção do campo. Destaca-se ainda o desenvolvimento de oportunidades exploratórias e de adensamento de malha ao longo da vida do projeto, como:

- **Urban Plan** – Campanha iniciada em 2018 e ampliada em 2020 que consistiu em uma avaliação exploratória de subsuperfície para identificação de oportunidades na região do pós-sal e pré-sal, com um ranqueamento das oportunidades e a identificação dos principais riscos associados a cada uma delas. Além das oportunidades de subsuperfície, o projeto também contemplou a avaliação da infraestrutura existente assim como suas limitações e soluções a serem endereçadas relacionadas a capacidade e potencial fluxo adicional para “tie-backs”. Foram identificadas diversas oportunidades, porém ao final nenhuma se apresentou de forma material que pudesse ser desenvolvida como um projeto econômico.
- **Área Unitizada Mangangá-Nautilus BC-10 / BC-60** – Acordo assinado entre Shell e Petrobras para individualização da produção a partir de acumulações em múltiplos reservatórios compartilhados pelos campos de Nautilus, do Bloco BC-10, operado pela SBPL, e de Mangangá, do Bloco BC-60, operado pela Petrobras. Foi realizado um estudo, perfurado um poço de avaliação, porém a partir dos resultados as empresas entenderam que a unitização não era viável.
- **Nautilus ME-1 BC-10 / Área Não Contratada (Área de Unitização)** –Acordo assinado em 2015 entre Shell, ONGC, QE e PPSA para individualização da produção das acumulações em Massa E-1 do campo Nautilus, do Bloco BC-10, operado pela SBPL, e área não contratada representada pela PPSA com 7,6% de participação no reservatório Massa E-1. O Nautilus faz parte do campo Argonauta conforme mencionado acima (Resolução do Conselho de Administração da ANP nº 1.002/2015).
- **Novas Tecnologias** - Implementação de várias novas tecnologias, como: Utilização de traçadores no sistema de injeção de água no reservatório O-Norte o campo de Argonauta para identificação de qual zona de óleo e água os poços têm produzido a fim de otimizar a varredura, desenvolver adensamento de malha e calibrar modelos de simulação dinâmica; Adensamento de malha e monitoramento 4D em Argonauta O-Norte com um sistema de monitoramento permanente (LOFS - conjunto de sensores sísmicos interligados por cabo óticos) os quais permitem a realização de campanhas de sísmica 4D mais eficientes melhorando o entendimento do reservatório e identificando oportunidades de adensamento.

Os campos de BC-10 são relativamente pequenos e contêm óleo de baixo API e alto TAN, com recuperação atual de cerca de 33,66 MM m³. Um Estudo de Justificativas para o Descomissionamento dos campos de BC-10 já foi elaborado em conformidade com o disposto na Resolução nº 817/2020 da ANP, tendo como base a atualização dos Planos de Desenvolvimento (“PDs”) dos campos de BC-10. De acordo com o EJD, a previsão atual para o término da produção do campo é final de 2028.

Adicionalmente, a SBPL está atualmente conduzindo avaliações e estudos sobre a extensão da vida útil deste ativo, a fim de confirmar a respectiva viabilidade técnica e econômica da continuidade da produção segura e apoiar a futura decisão sobre a estratégia adequada sobre o encerramento da produção de BC-10.

2.3 Desafios Recentes

A SBPL desenvolveu um Estudo de Integridade do Ativo Focado na Extensão de Vida (“FAIR LE”, conforme sigla em inglês) para obter uma visão inicial dos escopos técnicos que impactam a viabilidade do projeto. A partir da avaliação técnica inicial, identificou-se a necessidade de desenvolver análises mais aprofundadas para determinar a viabilidade da extensão de vida do ativo, cujo tempo para levantamento dos dados necessários para desenvolver as requeridas análises deve se estender até o final do primeiro semestre de 2024.

Essas análises estão sendo desenvolvidas em cinco escopos críticos para a viabilidade do projeto, identificados a partir do FAIR LE: (i) análise da integridade e confiabilidade do sistema controle hidráulico submarino; (ii) análise da integridade do casco do FPSO e tanques; (iii) integridade dos risers da fase 1 da produção; (iv) aumento da operação de Abalone; e (v) inspeção via *Laser Scan* da junta flexível do riser de exportação de gás e inspeção das linhas de amarração.

Adicionalmente, o custo operacional (“OPEX”) intensivo para manutenção de integridade e confiabilidade dos sistemas submarinos, bem como a logística voltada ao atendimento das necessidades e requerimentos técnicos, também desafiam a viabilidade da extensão de vida do ativo e estão com avaliações mitigatórias em andamento. A partir do levantamento de dados adicionais (já em execução) e de sua posterior análise ao longo do segundo semestre de 2024, a SBPL terá maior solidez de informações para a definição sobre a viabilidade da extensão de vida do ativo, de forma mais robusta e precisa, o que também pode influenciar na previsão de início de descomissionamento do ativo.

BC10D-SHL-000-CR-PLN-0001-POR	- 21 -	Restrito
-------------------------------	--------	----------

Atualmente, o contrato de afretamento da unidade de produção se encerra ao final de 2028. Salienta-se que a continuidade da produção após 2028 requer investimentos adicionais e potencial aumento de OPEX para a manutenção da confiabilidade e integridade dos sistemas de produção. Em alguns cenários já avaliados o fluxo de caixa de 2028 se torna negativo ou marginal. Os custos incrementais bem como o decaimento esperado da produção e importação de gás estão sendo revisados no estudo de extensão de vida útil.

2.4 Conclusão

Considerando os desafios mencionados no item acima, a SBPL pretende continuar avaliando em 2024 os estudos relativos a um cenário de extensão de vida do Bloco BC-10. Se os estudos de extensão de vida confirmarem que uma extensão da produção para além de 2028 é viável, então uma nova data de Cessação de Produção será definida e, consequentemente, este PDI Conceitual e o EJD serão alterados em conformidade.

3.0 INVENTÁRIO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO A SEREM DESATIVADAS

Devido ao tamanho das planilhas com as informações solicitadas, é apresentado aqui um resumo das informações de inventário das instalações a serem descomissionadas.

3.1 Poços

3.1.1 Poços Adjacentes e Descartados

Os poços abaixo já foram abandonados permanentemente pela SBPL. Informações mais detalhadas encontram-se no Anexo II.

	Nome do poço	Código do poço	LDA [m]	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Finalidade	Data do término da perfuração (dd/mm/aaaa)	Data do abandono permanente (dd/mm/aaaa)
				Latitude	Longitude			
1	1-SHEL-1-ESS	34281019005	1648	-21:12:08,244	-39:49:39,742	Exploração	07/09/2000	10/10/2000
2	1-SHEL-2-ESS	34281019151	1924	-21:21:35,068	-39:36:42,386	Exploração	12/12/2000	25/01/2001
3	1-SHEL-3-ESS	34281019221	1704	-21:29:20,170	-39:46:06,488	Exploração	27/01/2001	20/02/2001
4	1-SHEL-6-ESS	34281019436	1923	-21:19:23,765	-39:35:46,291	Exploração	22/05/2001	20/07/2001
5	1-SHEL-6DP-ESS	34281019501	1923	-21:19:23,765	-39:35:46,291	Exploração	26/06/2001	20/07/2001
6	1-SHEL-7-ESS	34281019551	1595	-21:12:13,151	-39:52:05,873	Exploração	22/07/2001	12/08/2001
7	1-SHEL-9-ESS	34281019935	1647	-21:09:26,766	-39:49:25,172	Exploração	14/04/2002	12/05/2002
8	1-SHEL-11-ESS	34281020177	1881	-21:13:13,699	-39:39:31,370	Exploração	26/09/2002	18/10/2002
9	1-SHEL-12-ESS	34281020206	2057	-21:15:44,734	-39:31:50,434	Exploração	20/10/2002	12/11/2002
10	3-SHEL-13-ESS	34281020413	1876	-21:12:33,001	-39:39:24,062	Exploração	29/03/2003	19/04/2003
11	9-SHEL-15D-ESS	34281020539	1662	-21:08:26,473	-39:48:46,152	Exploração	20/06/2003	18/08/2003
12	3-SHEL-16HP-ESS	34281020559	1662	-21:08:26,473	-39:48:46,152	Exploração	02/07/2003	18/08/2003
13	3-SHEL-17-ESS	34281021482	1517	-21:18:35,986	-39:55:56,633	Exploração	09/09/2005	17/10/2005
14	4-SHEL-18-ESS	34281021529	1551	-21:08:40,560	-39:54:19,080	Exploração	19/10/2005	16/11/2005
15	3-ABA-1-ESS	34281022174	1925	-21:21:39,935	-39:36:35,874	Avaliação	07/02/2007	04/03/2007
16	3-ARGO-1-ESS	34281022903	1648	-21:11:15,925	-39:49:41,491	Avaliação	26/03/2008	25/04/2008
17	9-OST-8DP-ESS	34281023699	1890	-21:12:38,081	-39:39:00,385	Special	13/02/2009	19/02/2009
18	3-SHEL-22-ESS	34281024625	1543	-21:17:21,934	-39:55:38,683	Exploração	11/03/2010	05/07/2010

	Nome do poço	Código do poço	LDA [m]	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Finalidade	Data do término da perfuração (dd/mm/aaaa)	Data do abandono permanente (dd/mm/aaaa)
				Latitude	Longitude			
19	3-SHEL-24-ESS	34281025098	1568	-21:15:30,132	-39:54:06,430	Exploração	08/10/2010	02/12/2010
20	3-SHEL-24A-ESS	34281025158	1568	-21:15:30,132	-39:54:06,430	Exploração	31/10/2010	02/12/2010
21	3-SHEL-25-ESS	34281025536	1567	-21:14:36,820	-39:53:14,672	Exploração	31/05/2011	12/07/2011
22	7-ARGO-4H-ESS	34281026170	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Produção	12/04/2012	28/09/2012
23	7-ARGO-4HA-ESS	34281026503	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Produção	07/09/2012	13/01/2014
24	7-ARGO-4HB-ESS	34281027408	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Produção	03/01/2014	13/01/2014
25	9-NAU-7DP-ESS	34281027498	1558	-21:15:55,919	-39:54:39,038	Special	04/03/2014	12/03/2014
26	1-SHEL-29-ESS	34281027553	1626	-21:11:12,214	-39:50:44,520	Exploração	24/04/2014	01/05/2014
27	9-ARGO-15DP-ESS	34281026422	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Pilot	31/07/2012	28/09/2012
28	9-ARGO-16DP-ESS	34281026571	1654	-21:08:23,798	-39:49:13,912	Pilot	06/10/2012	29/10/2012
29	7-OST-5H-ESS	34281023656	1889	-21:12:37,854	-39:39:01,397	Produção	28/01/2009	06/03/2009

Tabela 3.1.1 – Parque das Conchas - Poços Adjacentes e Descartados

3.1.2 Poços a serem abandonados

Os poços abaixo deverão ser abandonados permanentemente pela SBPL. Informações mais detalhadas encontram-se no Anexo II.

	Nome do poço	Código do poço	LDA [m]	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Finalidade	Data do término da perfuração (dd/mm/aaaa)	Data do abandono permanente (dd/mm/aaaa)
				Latitude	Longitude			
1	7-OST-1H-ESS	34281022981	1893	-21:13:37,189	-39:39:37,969	Produção	28/04/2008	Ativo
2	7-OST-3H-ESS	34281023001	1895	-21:13:37,639	-39:39:36,299	Produção	06/05/2008	Ativo
3	7-OST-2H-ESS	34281023014	1893	-21:13:36,556	-39:39:37,753	Produção	13/05/2008	Ativo
4	7-ABA-2D-ESS	34281023464	1926	-21:21:24,523	-39:36:50,724	Produção	15/11/2009	Ativo
5	9-OST-4-ESS	34281023616	1862	-21:13:22,897	-39:40:58,188	Disposição	11/01/2009	Ativo
6	7-OST-6H-ESS	34281023663	1889	-21:12:36,245	-39:38:59,982	Produção	31/01/2009	Ativo
7	7-OST-7H-ESS	34281023668	1890	-21:12:38,081	-39:39:00,385	Produção	03/02/2009	Ativo

	Nome do poço	Código do poço	LDA [m]	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Finalidade	Data do término da perfuração (dd/mm/aaaa)	Data do abandono permanente (dd/mm/aaaa)
				Latitude	Longitude			
8	7-ARGO-2H-ESS	34281024261	1663	-21:12:07,686	-39:49:00,487	Produção	16/10/2009	Ativo
9	7-ARGO-3H-ESS	34281024280	1664	-21:12:08,460	-39:48:59,774	Produção	23/10/2009	Ativo
10	7-OST-10H-ESS	34281024486	1895	-21:13:37,052	-39:39:36,130	Produção	19/01/2010	Ativo
11	7-ARGO-5H-ESS	34281026180	1706	-21:08:12,545	-39:46:49,274	Produção	14/04/2012	Ativo
12	8-ARGO-7H-ESS	34281026181	1651	-21:08:24,839	-39:49:15,679	Injeção	19/04/2012	Ativo
13	7-ARGO-9H-ESS	34281026182	1653	-21:09:04,439	-39:49:10,031	Produção	22/04/2012	Ativo
14	7-ARGO-8H-ESS	34281026193	1653	-21:09:03,935	-39:49:10,434	Produção	20/04/2012	Ativo
15	7-ARGO-10H-ESS	34281026204	1652	-21:09:05,580	-39:49:11,910	Produção	23/04/2012	Ativo
16	8-ARGO-11H-ESS	34281026205	1664	-21:09:22,504	-39:48:31,936	Injeção	25/04/2012	Ativo
17	8-ARGO-12H-ESS	34281026206	1665	-21:09:20,070	-39:48:31,622	Injeção	27/04/2012	Ativo
18	8-ARGO-6H-ESS	34281026210	1654	-21:08:23,798	-39:49:13,912	Injeção	17/04/2012	Ativo
19	7-ARGO-13H-ESS	34281026214	1643	-21:09:17,726	-39:49:52,158	Produção	29/04/2012	Ativo
20	7-ARGO-14H-ESS	34281026221	1641	-21:09:20,423	-39:49:51,006	Produção	30/04/2012	Ativo
21	7-NAU-1H-ESS	34281027433	1558	-21:15:55,919	-39:54:39,038	Produção	29/01/2014	Ativo
22	7-NAU-2H-ESS	34281027434	1559	-21:15:54,666	-39:54:37,426	Produção	30/01/2014	Ativo
23	7-NAU-3H-ESS	34281027436	1559	-21:15:56,509	-39:54:38,074	Produção	31/01/2014	Ativo
24	7-NAU-4H-ESS	34281027439	1558	-21:15:54,619	-39:54:38,585	Produção	01/02/2014	Ativo
25	8-NAU-6H-ESS	34281027441	1578	-21:15:25,654	-39:53:16,289	Injeção	02/02/2014	Ativo
26	7-ARGO-17H-ESS	34281027443	1579	-21:12:23,605	-39:52:44,047	Produção	03/02/2014	Ativo
27	8-NAU-5H-ESS	34281027446	1576	-21:15:26,147	-39:53:18,136	Injeção	01/02/2014	Ativo
28	7-ARGO-18H-ESS	34281029361	1668	-21:12:08,867	-39:48:59,965	Produção	13/03/2019	Ativo
29	7-ARGO-19H-ESS	34281029367	1640	-21:09:21,838	-39:49:52,039	Produção	22/03/2019	Ativo
30	7-ARGO-20H-ESS	34281029535	1585	-21:12:17,993	-39:52:37,502	Produção	18/01/2020	Ativo
31	7-ARGO-21H-ESS	34281029752	1651	-21:09:06,386	-39:49:12,824	Produção	28/11/2021	Ativo
32	7-ARGO-4HC-ESS	34281027409	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Produção	13/01/2014	Ativo
33	7-OST-9H-ESS	34281023983	1889	-21:12:37,854	-39:39:01,397	Produção	23/06/2009	Ativo

Tabela 3.1.2. –Parque das Conchas - Poços a serem abandonados pela SBPL

3.2 Unidades de Produção Marítimas

3.2.1 Descrição

A única unidade de produção associada ao Bloco BC-10 é o FPSO ES. O casco do FPSO ES foi originalmente construído pelo estaleiro Hitachi Shipbuilding Osaka, no Japão, sob o nome de Kazuko, como um cargueiro VLCC (Very Large Crude Carrier). Em 2008 o cargueiro foi convertido no FPSO ES pelo estaleiro Keppel, em Singapura, sendo projetado para estocar 1.4 milhões de barris de petróleo. Ao longo da fase de produção, o óleo armazenado foi transferido periodicamente para navios-tanque através do sistema de offloading do FPSO.

A) Nome da unidade de produção

A unidade de produção instalada no Bloco BC-10 é o FPSO ES.



Figura 3.2.1.1 – FPSO ES

B) Código da unidade de produção

Código ANP	Código IMO	Nome	FPSO Operador
10401	7372074	FPSO ESPÍRITO SANTO	SBM

C) Classificação da unidade de produção

A unidade é classificada pela American Bureau of Shipping com notação de classe: A1 – *Floating Production, Storage and Offloading System*.

D) Proprietário

O FPSO ES atualmente é de propriedade da empresa Brazilian Deepwater Production B.V. ("BDP BV")

E) Operador da instalação

O operador do FPSO ES é a Operações Marítimas em Mar Profundo Brasileiro Ltda. "SBM".

F) Data de término do contrato de afretamento

O contrato de afretamento com a BDP BV terminará em Dezembro/2028.

G) Anos de construção e de conversão

O cargueiro foi construído pelo estaleiro Hitachi Shipbuilding Osaka no Japão, em 1975, e for convertido em FPSO pelo estaleiro Keppel em Singapura, em 2008.

H) Massa na condição de descomissionamento (t)

A massa esperada na condição de descomissionamento (*light weight tonnage*) é de 104238 toneladas.

I) Calado máximo (m)

O calado máximo da plataforma é de 21,9 metros.

J) Áreas sob contrato atendidas pela unidade de produção

Os campos atendidos pelo FPSO ES são Abalone, Argonauta e Ostra.

K) Profundidade batimétrica

A lâmina d'água do local em que está ancorado o FPSO Espírito Santo é de 1780 metros.

L) Distância da costa

O FPSO ES se encontra a cerca de 100 km a sudeste da cidade de Vila Velha.

M) Latitude e longitude

FPSO Fluminense	Coordenadas
Latitude	-21:12:30,936
Longitude	-39:44:33,898
Datum	SIRGAS 2000

N) Sistema de escoamento da produção

O óleo produzido nos campos é processado e estocado nos tanques do FPSO e transferido para navios aliviadores. O gás produzido na unidade é exportado através de um gasoduto para a unidade de tratamento de gás sul Capixaba (UTGSUL).

3.2.2 Módulos

A) Dimensões (m) e massa (t) na condição de descomissionamento.

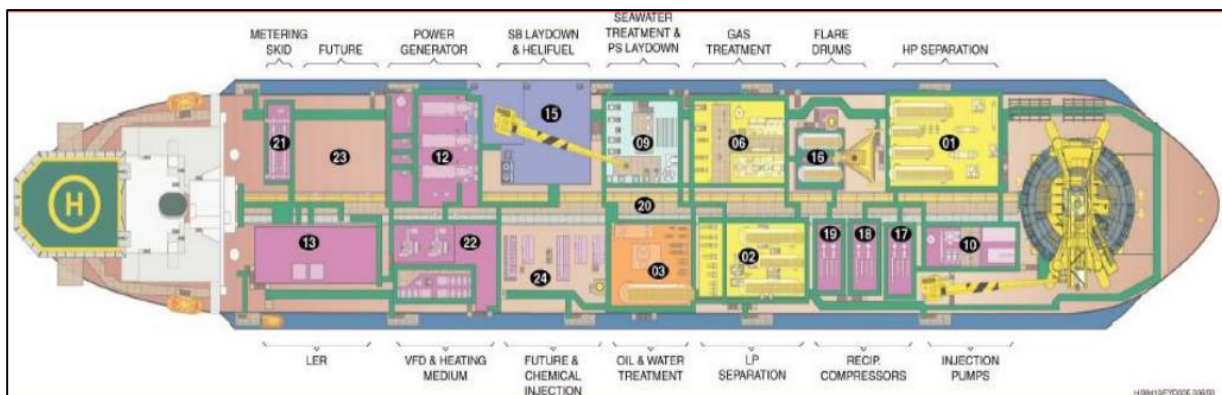


Figura 3.2.2.1 – Módulos do FPSO ES

O FPSO ES tem ao todo 17 módulos, sala de controle e um *piperack*, conforme a tabela abaixo:

Função	Número do tanque	Capacidade (m³)	Função	Número do tanque	Capacidade (m³)
Carga	1	15337	Carga	4B-PS	9803
Carga	1A-PS	8727	Carga	4B-SB	9803
Carga	1A-SB	8727	Carga	5	31562
Carga	1B-PS	9868	Carga	5-PS	12565
Carga	1B-SB	9868	Carga	5-SB	12565
Carga	2	32379	Vazio (Void)	1-PS (Sponson)	3684
Carga	2-PS	19730	Vazio (Void)	1-SB (Sponson)	3684
Carga	2-SB	19730	Vazio (Void)	2-PS (Sponson)	3093
Carga	3	32379	Vazio (Void)	2-SB (Sponson)	3093
Carga	3A-PS	9865	Vazio (Void)	3-PS (Sponson)	3093
Carga	3A-SB	9865	Vazio (Void)	3-SB (Sponson)	3093
Carga	3B-PS	9865	Vazio (Void)	4-PS (Sponson)	3104
Carga	3B-SB	9865	Vazio (Void)	4-SB (Sponson)	3104
Carga	4	32379	Vazio (Void)	5-PS (Sponson)	3723
Carga	4A-PS	9865	Vazio (Void)	5-SB (Sponson)	3723
Carga	4A-SB	9865			

Tabela 3.2.2.2 – FPSO ES – Tanques

A planta de processo deste FPSO foi projetada para atender um pico de produção diária de 100.000 barris de óleo, 50.000 MMSCF de gás produzido e 130.000 barris de água produzida. A estrutura que sustenta os módulos é composta por pilares treliçados montados sobre o convés principal.

B) Sistemas e equipamentos existentes

Além dos módulos de produção relacionados acima, o FPSO possui outros sistemas essenciais, que auxiliam a produção, permitem a habitabilidade e garantem a segurança da plataforma. São eles:

- Sistema de Utilidades:
 - Sistema de resfriamento
 - Sistema de aquecimento
 - Sistema de gás combustível
 - Sistema de água salgada
 - Sistema de dreno
 - Sistema de ar comprimido
 - Sistema de injeção química
 - Sistema de nitrogênio
 - Sistema de gás inerte
- Sistema de *Flare*
- Sistema de Gás Combustível
- Sistema de Óleo Diesel Marítimo (MDO)
- Sistema de Lastro
- Sistema de Tancagem
- Sistema de Salvatagem
- Sistema de Ancoragem e Posicionamento
- Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio
- Sistema de Movimentação de Cargas e Pessoal
- Sistema de Comunicação
- Sistema de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
- Sistema de Automação, Controle e parada de Emergência

Todos os sistemas descritos acima fazem parte do documento Descrição da Unidade Marítima de Produção (DUM) do FPSO ES, que integra a Documentação de Segurança Operacional (DSO SGSO), e se encontra no Anexo III.

3.2.3 Sistema de Manutenção de Posição

O *Turret* do FPSO é ancorado permanentemente ao fundo do mar por meio de sistema composto por 9 linhas de amarração, cada uma constituída por 5 segmentos: amarra, poliéster, amarra, poliéster e amarra. As propriedades das amarras e do poliéster são as mesmas para todas as linhas.

A) Tipo de ancoragem

O sistema de ancoragem é tipo *Taut-Leg*, onde as amarras são fixadas às estacas tipo “sucção”, no fundo do mar, e depois tensionadas na extremidade da plataforma, usando um guincho, e então fixadas ao *Turret*.

B) Elementos e arranjos

O primeiro segmento (superior) é de amarras sem malhete de 114 mm, com comprimentos entre 168 m e 195m, que se conecta na parte interna do Turret.

O segundo segmento utiliza um cabo de poliéster de 192 mm de diâmetro (mais leve e mais elástico), com comprimentos entre 980 m e 1120 m. Esse cabo possui terminais em cada extremidade, que permitem a ligação com as conexões de amarras em cada ponta, onde se utiliza manilha tipo Thimble.

O terceiro segmento é de amarras sem malhete de 114 mm, com um comprimento de 15 m.

O quarto segmento utiliza um cabo de poliéster de 192 mm de diâmetro (mais leve e mais elástico), com 1600 m de comprimento.

O quinto segmento (inferior) de amarras sem malhete de 114 mm possui 330 m de comprimento e se conecta em uma extremidade ao cabo de poliéster e na outra a um cabo de aço, que por fim se conecta à estaca tipo “sucção”. Este segmento de corrente mantém o cabo de poliéster sem contato com o fundo do mar, prevenindo danos por abrasão ou penetração de material no interior do cabo.

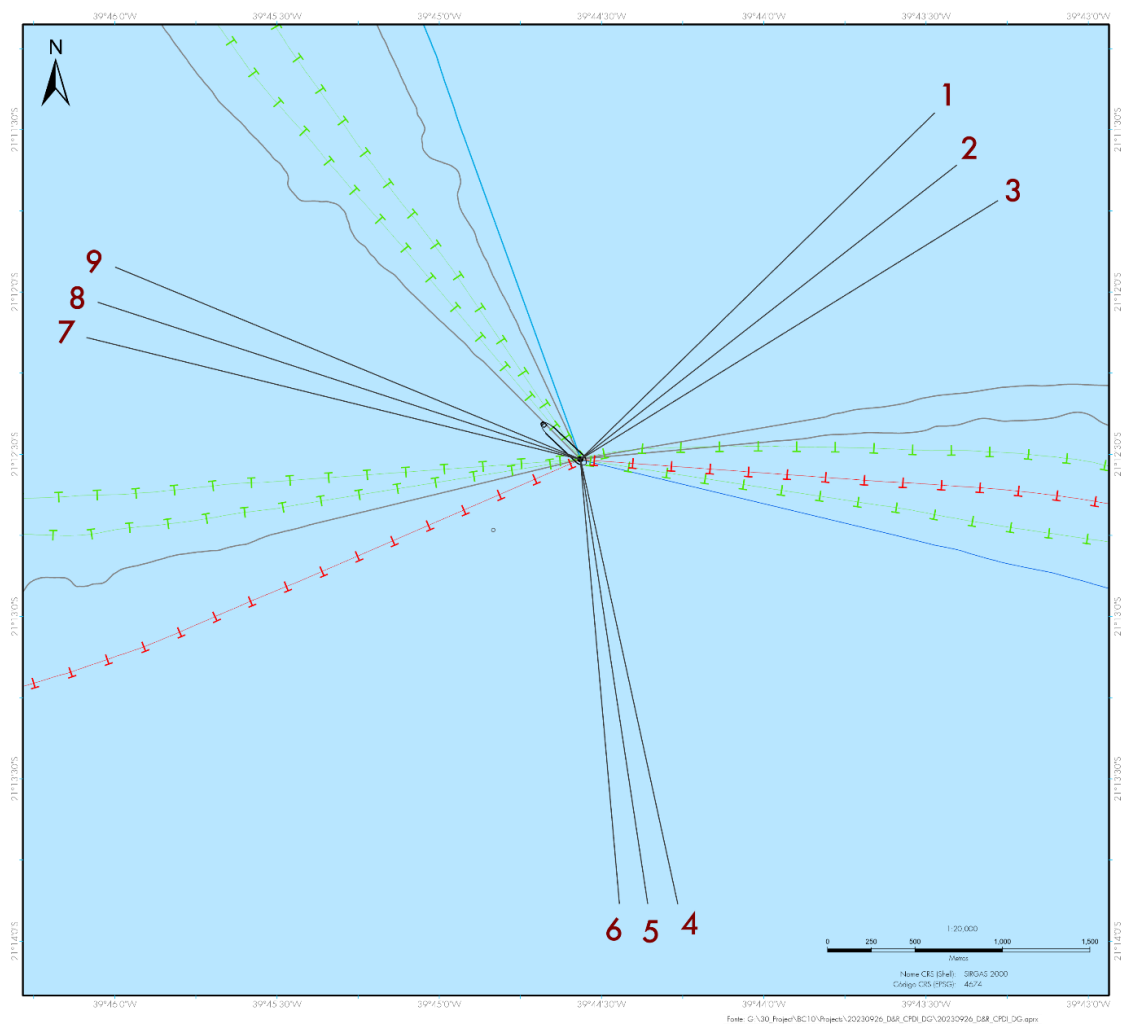


Figura 3.2.3.1– Arranjo das linhas de ancoragem

C) Dimensões e massa na condição de descomissionamento dos elementos

Linhas	Comprimento dos seguimentos (m)			Comp. Total (m)	Peso (kg)	
	Poliéster 192mm	Cabo de Aço	Corrente 114mm		Seco no ar	Submerso em água
1	2720	0	531	3251	200092	134135
2	2620	0	537	3157	199421	134978
3	2670	0	535	3204	199949	134723
4	2620	0	515	3135	193715	130050
5	2580	0	532	3112	197148	133584
6	2580	0	514	3093	192393	129477

Linhas	Comprimento dos seguimentos (m)			Comp. Total (m)	Peso (kg)	
	Poliester 192mm	Cabo de Aço	Corrente 114mm		Seco no ar	Submerso em água
7	2690	0	538	3228	201189	135509
8	2690	0	540	3230	201703	135953
9	2690	0	526	3216	198105	132845

Tabela 3.2.3.1 – Dimensões e massa das linhas

D) Profundidade batimétrica dos elementos

As linhas de ancoragem estão distribuídas em grupos com arranjo 3x3. A profundidade para cada grupo está mostrada na tabela abaixo:

Grupo	Número da Linha	Profundidade (m)
1	1	1793
	2	1795
	3	1799
2	4	1797
	5	1793
	6	1790
3	7	1742
	8	1742
	9	1740

Tabela 3.2.3.2 – Profundidade das âncoras

E) Latitude e longitude

O mapa abaixo mostra a posição do FPSO Espírito Santo, em vermelho, e a posição de cada uma das 9 linhas de ancoragem. As coordenadas de cada uma das âncoras são mostradas na tabela a seguir:

Linhas	Latitude	Longitude	LD (m)
1	-21:11:26,924	-39:43:28,451	1793
2	-21:11:36,582	-39:43:24,385	1795
3	-21:11:43,126	-39:43:16,759	1799
4	-21:13:53,080	-39:44:15,910	1797
5	-21:13:53,010	-39:44:21,467	1793
6	-21:13:53,020	-39:44:26,692	1790
7	-21:12:08,427	-39:46:05,133	1742
8	-21:12:01,909	-39:46:03,060	1742
9	-21:11:55,415	-39:45:59,843	1740

Tabela 3.2.3.3 – Coordenada das âncoras

3.3 Dutos

As informações abaixo são apresentadas conforme especificado nas Resoluções ANP 817/2020. Dados mais detalhados sobre os dutos são mostrados no Anexo IV.

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Ostra Oil Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	2974	Riser
2	Ostra Oil Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	7191	Flowline
3	Ostra Service Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	3405	Riser
4	Ostra Service Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	6577	Flowline
5	Ostra Gas Flowline Riser	Produtor - Gás	Gás	Em operação	2912	Riser
6	Ostra Gas Flowline Flowline	Produtor - Gás	Gás	Em operação	7190	Flowline
7	Ostra intrafield (C1) flowline	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	2092	Flowline
8	Ostra intrafield (C2) flowline	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	2079	Flowline

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
9	Ostra Gas Injection Flowline Riser	Injeção de Gás	Gás	Em operação	2987	Riser
10	Ostra Gas Injection Flowline Riser	Injeção de Gás	Gás	Em operação	4681	Flowline
11	Abalone (A1) flowline	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	16210	Flowline
12	Abalone (A2) flowline	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	16225	Flowline

Tabela 3.3.1 – Inventário de Dutos – Ostra e Abalone Risers e Flowlines

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Ostra Well C1 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	26,5	Jumper
2	Ostra Well C2 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
3	Ostra Well C3 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
4	Ostra Well C4 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	25,5	Jumper
5	Ostra Well C5 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper
6	Ostra Well C6 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
7	Ostra Well C7 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	29,9	Jumper
8	Ostra PFJ-C1 Production Jumper (PM2-PLT C1)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
9	Ostra PFJ-C2 Production Jumper (PM1-PLT C2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	29,7	Jumper
10	Ostra PFJ-C3 Production Jumper (PM2-PLT C3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
11	Ostra PFJ-C4 Production Jumper (PM1-PLT C4)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
12	Ostra PFJ-C5 Production Jumper (ALM1-PLTC5)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	25,0	Jumper
13	Ostra PFJ-C6 Production Jumper (ALM1-PLTC6)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper
14	Ostra PFJ-C7 Production Jumper (ALM1-PLTC7)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper
15	Ostra ALJ-C1 Production Jumper (ALM1 – PM1)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	29,0	Jumper
16	Ostra ALJ-C2 Production Jumper (ALM1 – PM1)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
17	Ostra ALJ-C3 Production Jumper (ALM1 – PM1)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,3	Jumper
18	Abalone Well A1 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper
19	Abalone PFJ A1 Production Jumper (ALM1 – PLT A1)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,0	Jumper
20	Abalone PFJ A2 Production Jumper (ALM1 – PLT A2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,0	Jumper
21	Abalone PFJ A3 Production Jumper (PLT A3 – PLT A4)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,0	Jumper
22	Abalone GI1 Gas Injection Jumper (PLT-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper

Tabela 3.3.2 – Inventário de Dutos – Ostra e Abalone Jumpers

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	OC1 umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	10900	Umbilical
2	OC2 umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	10900	Umbilical

3	GIW umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	2800	Umbilical
4	AAW umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	2350	Umbilical
5	OST umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	17130	Umbical

Tabela 3.3.3 – Inventário de Dutos – Ostra e Abalone umbilicais

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Ostra-Abalone AW1 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
2	Ostra-Abalone AW1 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	170	Controle Hidráulico
3	Ostra-Abalone C1 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
4	Ostra-Abalone C1 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	265	Controle Hidráulico
5	Ostra-Abalone C2 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
6	Ostra-Abalone C2 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	165	Controle Hidráulico
7	Ostra-Abalone C3 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
8	Ostra-Abalone C3 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	85	Controle Hidráulico
9	Ostra-Abalone C4 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
10	Ostra-Abalone C4 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	85	Controle Hidráulico
11	Ostra-Abalone C5 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
12	Ostra-Abalone C5 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	110	Controle Hidráulico
13	Ostra-Abalone C6 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
14	Ostra-Abalone C6 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	110	Controle Hidráulico
15	Ostra-Abalone C7 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
16	Ostra-Abalone C7 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	195	Controle Hidráulico
17	MOBO1 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
18	MOBO1 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	95	Controle Hidráulico
19	MOBO2 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
20	MOBO2 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	95	Controle Hidráulico
21	MOBO3 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
22	MOBO3 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	200	Controle Hidráulico
23	MOBO4 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
24	MOBO4 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	210	Controle Hidráulico
25	Ostra UTA1 – UTA2	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	80	Controle Hidráulico
26	Ostra UTA1 – UTA3	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	210	Controle Hidráulico
27	Ostra UTA1 – UTA5	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	205	Controle Hidráulico
28	Ostra UTA2 – UTA1	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	80	Controle Hidráulico
29	Ostra UTA1 – UTA3	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	190	Controle Hidráulico
30	Ostra UTA1 – UTA5	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	205	Controle Hidráulico

Tabela 3.3.4 – Inventário de Dutos – Ostra e Abalone SFLs e HFLs

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	B-West (B1) Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	2966	Riser
2	B-West (B1) Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	6119	Flowline
3	B-West (B2) Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	2840	Riser
4	B-West (B2) Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	6324	Flowline

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
5	O-North Prod 1 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	3304	Riser
6	O-North Prod 1 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	7458	Flowline
7	O-North Prod 2 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	3162	Riser
8	O-North Prod 2 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	7613	Flowline
9	Water Injection Flowline Riser	Injeção de Água	Água	Em operação	3190	Riser
10	Water Injection Flowline Riser	Injeção de Água	Água	Em operação	8091	Flowline
11	Intrafield FL-1 Flowline	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	12066	Flowline
12	Intrafield FL-2 Flowline	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	7242	Flowline
13	Intrafield FL-3 Flowline	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	8201	Flowline
14	Intrafield ONFL-3	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	4431	Flowline
15	Intrafield ONFL-4	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	4430	Flowline
16	Intrafield ONFL-5	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	1254	Flowline
17	Intrafield ONFL-6	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	1243	Flowline
18	Intrafield O-North WI FL	Injeção de Água	Água	Em operação	2117	Flowline
19	Intrafield Massa WI FL	Injeção de Água	Água	Em operação	14340	Flowline

Tabela 3.3.5 – Inventário de Dutos – Argonauta Risers e Flowlines

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	O-North Well ON2 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,2	Jumper
2	O-North Well ON3 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,2	Jumper
3	O-North Well ON5 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,2	Jumper
4	O-North Well ON6 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,2	Jumper
5	O-North Well ON8 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	26,8	Jumper
6	O-North Well ON9 Production Jumper (PLT-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,2	Jumper
7	O-North Well ON10 Production Jumper (PLT-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	27,2	Jumper
8	O-North Well ON11 Production Jumper (PLM-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	74,0	Jumper
9	O-North ALJ-ON1 Production Jumper (PM3 – ALM3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
10	O-North ALJ-ON2 Production Jumper (PM3 – ALM3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	34,2	Jumper
11	O-North ALJ-ON3 Production Jumper (PM3 – ALM3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	38,4	Jumper
12	O-North PFJ-ON1 Production Jumper (PLT-ON1 – ALM3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	23,0	Jumper
13	O-North PFJ-ON2 Production Jumper (PLT-ON2 – ALM3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	35,0	Jumper
14	O-North PFJ-ON3 Production Jumper (PLT-ON2 – PM3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	31,5	Jumper

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
15	O-North PFJ-ON4 Production Jumper (PLT-ON4 – PM3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	20,2	Jumper
16	O-North PFJ-ON5 Production Jumper (PLT-ON5 – PM4)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	20,7	Jumper
17	O-North PFJ-ON6 Production Jumper (PLT-ON6 – PM4)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	31,5	Jumper
18	O-North PFJ-ON7 Production Jumper (PLT-ON7 – PM4)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	35,9	Jumper
19	O-North PFJ-ON8 Production Jumper (PLT-ON8 – PM4)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	23,0	Jumper
20	O-North PFJ-ON9 Prod. Jump (PLT-ON9 – PLTON10)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	79,0	Jumper
21	O-North PFJ-ON10 Prod. Jumper (PLT-ON10 – PLEM)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	73,0	Jumper
22	O-North PFJ-ON9X Prod. Jumper (PLEM – ON9)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	32,2	Jumper
23	O-South Well WJ-OS1 Well Jumper (PLT-P3-3 – OS1)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	24,7	Jumper
24	O-South PFJ-OS2 Prod Jumper (PLT-P3-3 – OS2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	320,0	Jumper
25	Massa Well M1 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	32,8	Jumper
26	Massa Well M2 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	32,4	Jumper
27	Massa Well M3 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	32,5	Jumper
28	Massa Well M4 Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	32,0	Jumper
29	Massa PFJ-P3-3 Production Jumper (PLT-P3-3 – PLT-P3-5)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	33,5	Jumper
30	Massa PFJ-P3-4 Production Jumper (PLT-P3-4 – PM5)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	37,5	Jumper
31	Massa PFJ-P3-6 Production Jumper (PLT-P3-6 – PM5)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	28,6	Jumper

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
32	B-West PFJ-B1 Production Jumper (PLT-BW1 – ALM2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	30,0	Jumper
33	B-West PFJ-B2 Production Jumper (PLT-BW2 – ALM2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	18,0	Jumper
34	B-West PFJ-P3-1 Production Jumper (PLT-P3-1 – ALM2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	36,1	Jumper
35	B-West PFJ-P3-2 Production Jumper (PLT-P3-2 – ALM2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	31,5	Jumper
36	B-West PFJ-P3-6 Production Jumper (PLT-P3-6 – ALM2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper
37	B-West WJ-BW1 Production Jumper (PLEM1 – BW1)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper
38	B-West WJ-BW2 Production Jumper (PLEM1 – BW2)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	21,0	Jumper
39	B-West WJ-BW3 Production Jumper (PLEM1 – BW3)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Em operação	70,5	Jumper
40	O-North WJ-MWI1 Injection Jumper (PLT-MWI2 – MWI1)	Injeção de Água	Água	Em operação	31,8	Jumper
41	O-North WJ-MWI2 Injection Jumper (PLT-MWI2 – MWI2)	Injeção de Água	Água	Em operação	29,7	Jumper
42	O-North WJ-ONWI1 Inject Jump (PLT-OWI1 – ONWI1)	Injeção de Água	Água	Em operação	27,6	Jumper
43	O-North WJ-ONWI2 Inject Jumper (PLT-WI2 – ONWI2)	Injeção de Água	Água	Em operação	32,0	Jumper
44	O-North WJ-ONWI5 Inject Jumper (PLT-WI3 – ONWI5)	Injeção de Água	Água	Em operação	29,6	Jumper
45	O-North WJ-ONWI6 Inject Jumper (PLT-WI3 – ONWI6)	Injeção de Água	Água	Em operação	29,6	Jumper
46	O-North FJ-W1 Inject Jumper (PLT-OWI1 – PLT-WI2)	Injeção de Água	Água	Em operação	32,4	Jumper
47	O-North FJ W2 Inject Jumper (PLT-OWI1 – PLT-MWI1)	Injeção de Água	Água	Em operação	28,9	Jumper

Tabela 3.3.6 – Inventário de Dutos – Argonauta Jumpers

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	MA1 Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	9844	Umbilical
2	MA2 Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	2815	Umbilical
3	ABW umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	9600	Umbilical
4	OS1 Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	6750	Umbilical
5	ON1 Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	9478	Umbilical
6	ON2 Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	9246	Umbilical
7	ON3 Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	4622	Umbilical
8	ON4 Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	1222	Umbilical
9	ONWI-S Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	1192	Umbilical
10	ONWI-N Umbilical	Energia, Controle e Injeção	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	1199	Umbilical

Tabela 3.3.7 – Inventário de Dutos – Argonauta umbilicais

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Argonauta ON2 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	160	Controle Hidráulico
2	Argonauta ON2 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
3	Argonauta ON3 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	120	Controle Hidráulico
4	Argonauta ON3 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
5	Argonauta ON5 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	180	Controle Hidráulico
6	Argonauta ON5 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
7	Argonauta ON6 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	160	Controle Hidráulico
8	Argonauta ON6 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
9	Argonauta ON7 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Aguardando entrada em operação	240	Controle Hidráulico
10	Argonauta ON7 HFL	Controle	HW525P	Aguardando entrada em operação	41	Controle Hidráulico
11	Argonauta ON8 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	200	Controle Hidráulico
12	Argonauta ON8 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
13	Argonauta ON9 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	180	Controle Hidráulico
14	Argonauta ON9 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
15	Argonauta ON10 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	115	Controle Hidráulico
16	Argonauta ON10 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
17	Argonauta ON11 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	155	Controle Hidráulico
18	Argonauta ONW11 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	120	Controle Hidráulico
19	Argonauta ONW12 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	180	Controle Hidráulico
20	Argonauta ONW15 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	155	Controle Hidráulico
21	Argonauta ONW16 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	115	Controle Hidráulico
22	MOBO5 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	205	Controle Hidráulico
23	MOBO5 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
24	MOBO6 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	105	Controle Hidráulico
25	MOBO6 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
26	MOBO7 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	150	Controle Hidráulico
27	MOBO7 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
28	MOBO8 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	160	Controle Hidráulico
29	MOBO8 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
30	MOBO9 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	110	Controle Hidráulico
31	MOBO9 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
32	MOBO10 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	110	Controle Hidráulico
33	MOBO10 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
34	Massa M1 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	195	Controle Hidráulico
35	Massa M1 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
36	Massa M2 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	139	Controle Hidráulico
37	Massa M2 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
38	Massa M3 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	143	Controle Hidráulico
39	Massa M3 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico
40	Massa M4 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	127	Controle Hidráulico
41	Massa M4 HFL	Controle	HW525P	Em operação	41	Controle Hidráulico

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
42	Massa MWI1 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	190	Controle Hidráulico
43	Massa MWI2 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	96	Controle Hidráulico
44	Argonauta BW1 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	180	Controle Hidráulico
45	Argonauta BW2 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	125	Controle Hidráulico
46	Argonauta BW3 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	60	Controle Hidráulico
47	Argonauta OS1 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	140	Controle Hidráulico
48	Argonauta OS2 SFL	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	300	Controle Hidráulico
49	Argonauta UTA7 – UTA18	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	106	Controle Hidráulico
50	Argonauta UTA18 – UTA22	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	100	Controle Hidráulico
51	Argonauta UTA19 – UTA20	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	123	Controle Hidráulico
52	Argonauta UTA19 – UTA20	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	133	Controle Hidráulico
53	Argonauta UTA8 – UTA9	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	180	Controle Hidráulico

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
54	Argonauta UTA8 – UTA10	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	260	Controle Hidráulico
55	Argonauta UTA11 – UTA12	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	235	Controle Hidráulico
56	Argonauta UTA11 – UTA14	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	120	Controle Hidráulico
57	Argonauta UTA11 – UTA16	Controle	HW525P, MeOH e Inibidor de Corrosão	Em operação	200	Controle Hidráulico

Tabela 3.3.8 – Inventário de Dutos – Argonauta SFLs e HFLs

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Gas Export - Rigid Riser	Exportação de Gás	Gás Natural	Em operação	2848	Riser
2	Gas Export - Rigid Pipe	Exportação de Gás	Gás Natural	Em operação	38538	Flowline
3	Gas Export Line - Jumper	Exportação de Gás	Gás Natural	Em operação	349	Flowline

Tabela 3.3.9 – Inventário de Dutos – Exportação de Gás

	Código de Identificação do tramo	Status Atual	Comp. (m)
1	<i>Seismic Array Cable (SAC) 1</i>	Em operação	36000
2	<i>Seismic Array Cable (SAC) 2</i>	Em operação	48000
3	<i>Seismic Array Cable (SAC) 3</i>	Em operação	6000
4	<i>Seismic Array Cable (SAC) 4</i>	Em operação	7000
5	<i>Seismic Array Cable (SAC) 5</i>	Em operação	8200
6	<i>Seismic Array Cable (SAC) 6</i>	Em operação	8600
7	<i>Seismic Array Cable (SAC) 7</i>	Em operação	8600

	Código de Identificação do tramo	Status Atual	Comp. (m)
8	<i>Seismic Array Cable (SAC) 8</i>	Em operação	7400
9	<i>Seismic Array Cable (SAC) 9</i>	Em operação	7400
10	<i>Seismic Array Cable (SAC) 10</i>	Em operação	7400
11	<i>Seismic Array Cable (SAC) 11</i>	Em operação	7400
12	<i>Seismic Array Cable (SAC) 12</i>	Em operação	7000
13	<i>Seismic Array Cable (SAC) 13</i>	Em operação	6200
14	<i>Seismic Array Cable (SAC) 14</i>	Em operação	5200
15	<i>Back Bone Cable (BAC) 1</i>	Em operação	1068
16	<i>Back Bone Cable (BAC) 2</i>	Em operação	1068
17	<i>Back Bone Cable (BAC) 3</i>	Em operação	1068
18	<i>Back Bone Cable (BAC) 4</i>	Em operação	1040
19	<i>Back Bone Cable (BAC) 5</i>	Em operação	447
20	<i>Back Bone Cable (BAC) 6</i>	Em operação	417
21	<i>Back Bone Cable (BAC) 7</i>	Em operação	998
22	<i>Back Bone Cable (BAC) 8</i>	Em operação	341
23	<i>Back Bone Cable (BAC) 9</i>	Em operação	419
24	<i>Back Bone Cable (BAC) 10</i>	Em operação	439
25	<i>Back Bone Cable (BAC) 11</i>	Em operação	421
26	<i>Back Bone Cable (BAC) 12</i>	Em operação	498
27	<i>Back Bone Cable (BAC) 13</i>	Em operação	986
28	<i>Back Bone Cable (BAC) 14</i>	Em operação	1024
29	Power and Communication Distributor (PCD)	Em operação	N/A

Tabela 3.3.10 – Inventário de Dutos - Sistema LoFS

Para garantia do escoamento, os dutos de óleo e gás instalados em BC-10 são revestidos com uma camada de polipropileno sintético, minimizando o risco de formação de hidratos. Pela mesma razão e dada a longa extensão, os dutos relacionados ao reservatório de Massa foram enterrados em até 2 metros para garantir a conservação de calor durante a produção.

3.4 Demais Equipamentos do Sistema Submarino

Informações sobre os demais equipamentos do sistema submarino de BC-10 são mostradas abaixo, conforme especificado na Resolução ANP 817/2020. Dados mais detalhados sobre esses equipamentos são mostrados no Anexo V.

	Tipo	Função	Código de Identificação	Status Atual	Coordenadas Geográficas SIRGAS 2000	
					Latitude	Longitude
1	Production Manifold	Produção	PM1	Em operação	-21:13:37,151	-39:39:36,992
2	Production Manifold	Produção	PM2	Em operação	-21:12:37,059	-39:39:00,709
3	Production Manifold	Produção	PM3	Em operação	-21:08:11,898	-39:46:48,354
4	Production Manifold	Produção	PM4	Em operação	-21:09:04,755	-39:49:11,127
5	Production Manifold	Produção	PM5	Em operação	-21:15:55,516	-39:54:38,049
6	Artif. Lift Manifold	Artificial Lift	ALM1	Em operação	-21:13:38,293	-39:39:37,519
7	Artif. Lift Manifold	Artificial Lift	ALM2	Em operação	-21:12:07,508	-39:48:59,389
8	Artif. Lift Manifold	Artificial Lift	ALM3	Em operação	-21:08:12,228	-39:46:47,045
9	Compact Manifold	Produção	PLEM 2	Em operação	-21:09:20,299	-39:49:53,304
10	Compact Manifold	Produção	PLEM 1	Em operação	-21:12:07,905	-39:48:59,922
11	Pipeline Termination	Injeção de Água	PLT-WI1	Em operação	-21:09:21,619	-39:48:31,780
12	Pipeline Termination	Injeção de Água	PLT-WI2	Em operação	-21:09:20,615	-39:48:32,490
13	Pipeline Termination	Injeção de Água	PLT-WI3	Em operação	-21:08:24,378	-39:49:14,797
14	Pipeline Termination	Injeção de Água	PLT-MWI1	Em operação	-21:09:22,088	-39:48:31,015
15	Pipeline Termination	Injeção de Água	PLT-MWI2	Em operação	-21:15:26,048	-39:53:17,224
16	Pipeline Termination	Produção	PLT-A1	Em operação	-21:13:38,145	-39:39:36,471
17	Pipeline Termination	Produção	PLT-A2	Em operação	-21:13:39,026	-39:39:37,541
18	Pipeline Termination	Produção	PLT-A3	Em operação	-21:21:24,515	-39:36:49,184
19	Pipeline Termination	Produção	PLT-A4	Em operação	-21:21:24,500	-39:36:49,877
20	Pipeline Termination	Produção	PLT-B1	Em operação	-21:12:06,300	-39:48:59,182
21	Pipeline Termination	Produção	PLT-B2	Em operação	-21:12:06,807	-39:48:58,963
22	Pipeline Termination	Produção	PLT-C1	Em operação	-21:12:37,109	-39:39:01,517
23	Pipeline Termination	Produção	PLT-C2	Em operação	-21:13:36,375	-39:39:36,073

	Tipo	Função	Código de Identificação	Status Atual	Coordenadas Geográficas SIRGAS 2000	
					Latitude	Longitude
24	Pipeline Termination	Produção	PLT-C3	Em operação	-21:12:36,552	-39:39:01,698
25	Pipeline Termination	Produção	PLT-C4	Em operação	-21:13:36,026	-39:39:36,950
26	Pipeline Termination	Produção	PLT-C5	Em operação	-21:13:39,457	-39:39:38,316
27	Pipeline Termination	Produção	PLT-C6	Em operação	-21:13:38,964	-39:39:38,506
28	Pipeline Termination	Produção	PLT-C7	Em operação	-21:13:38,402	-39:39:38,708
29	Pipeline Termination	Produção	PLT-GI1	Em operação	-21:13:23,883	-39:40:58,648
30	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON1	Em operação	-21:08:11,626	-39:46:45,877
31	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON2	Em operação	-21:08:12,047	-39:46:46,122
32	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON3	Em operação	-21:08:10,849	-39:46:48,671
33	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON4	Em operação	-21:08:11,258	-39:46:48,812
34	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON5	Em operação	-21:09:05,408	-39:49:10,727
35	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON6	Em operação	-21:09:05,823	-39:49:10,867
36	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON7	Em operação	-21:09:03,559	-39:49:11,403
37	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON8	Em operação	-21:09:04,042	-39:49:11,610
38	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON9	Em operação	-21:09:18,591	-39:49:51,810
39	Pipeline Termination	Produção	PLT-ON10	Em operação	-21:09:19,529	-39:49:51,413
40	Pipeline Termination	Produção	PLT-P3-1	Em operação	-21:12:07,065	-39:49:00,637
41	Pipeline Termination	Produção	PLT-P3-2	Em operação	-21:12:08,477	-39:48:59,247
42	Pipeline Termination	Produção	PLT-P3-3	Em operação	-21:12:24,440	-39:52:44,330
43	Pipeline Termination	Produção	PLT-P3-4	Em operação	-21:15:56,274	-39:54:37,168
44	Pipeline Termination	Produção	PLT-P3-5	Em operação	-21:12:24,814	-39:52:45,186
45	Pipeline Termination	Produção	PLT-P3-6	Em operação	-21:15:55,565	-39:54:37,182
46	Pipeline Termination	Exportação	PLT-GE1	Em operação	-21:13:41,680	-40:04:32,781
47	UTA	Umbilical	UTA 1	Em operação	-21:13:37,452	-39:39:39,977
48	UTA	Umbilical	UTA 2	Em operação	-21:13:36,822	-39:39:39,593
49	UTA	Umbilical	UTA 3	Em operação	-21:13:36,490	-39:39:34,644
50	UTA	Umbilical	UTA 4	Em operação	-21:12:40,269	-39:39:01,883
51	UTA	Umbilical	UTA 5	Em operação	-21:13:38,584	-39:39:34,132

	Tipo	Função	Código de Identificação	Status Atual	Coordenadas Geográficas SIRGAS 2000	
					Latitude	Longitude
52	UTA	Umbilical	UTA 6	Em operação	-21:21:21,351	-39:36:47,968
53	UTA	Umbilical	UTA 7	Em operação	-21:12:08,226	-39:48:57,218
54	UTA	Umbilical	UTA 8	Em operação	-21:08:14,322	-39:46:49,028
55	UTA	Umbilical	UTA 9	Em operação	-21:08:12,360	-39:46:44,076
56	UTA	Umbilical	UTA 10	Em operação	-21:08:14,368	-39:46:51,173
57	UTA	Umbilical	UTA 11	Em operação	-21:09:06,204	-39:49:07,006
58	UTA	Umbilical	UTA 12	Em operação	-21:09:08,933	-39:49:12,991
59	UTA	Umbilical	UTA 13	Em operação	-21:09:20,086	-39:49:48,789
60	UTA	Umbilical	UTA 14	Em operação	-21:09:08,964	-39:49:08,150
61	UTA	Umbilical	UTA 15	Em operação	-21:09:23,359	-39:48:34,002
62	UTA	Umbilical	UTA 16	Em operação	-21:09:01,515	-39:49:09,952
63	UTA	Umbilical	UTA 17	Em operação	-21:08:26,864	-39:49:14,534
64	UTA	Umbilical	UTA 18	Em operação	-21:12:09,910	-39:48:59,148
65	UTA	Umbilical	UTA 19	Em operação	-21:15:25,052	-39:53:14,218
66	UTA	Umbilical	UTA 20	Em operação	-21:15:27,354	-39:53:16,267
67	UTA	Umbilical	UTA 21	Em operação	-21:15:57,176	-39:54:36,174
68	UTA	Umbilical	UTA 22	Em operação	-21:12:08,646	-39:49:01,200
69	UTA	Umbilical	UTA 23	Em operação	-21:12:24,772	-39:52:41,453
70	Arvore de Natal	Produção	C1	Em operação	-21:13:37,053	-39:39:36,129
71	Arvore de Natal	Produção	C2	Em operação	-21:13:37,639	-39:39:36,299
72	Arvore de Natal	Produção	C3	Em operação	-21:13:36,556	-39:39:37,754
73	Arvore de Natal	Produção	C4	Em operação	-21:13:37,189	-39:39:37,971
74	Arvore de Natal	Produção	C5	Em operação	-21:12:38,080	-39:39:00,385
75	Arvore de Natal	Produção	C6	Em operação	-21:12:37,853	-39:39:01,398
76	Arvore de Natal	Produção	C7	Em operação	-21:12:36,244	-39:38:59,984
77	Arvore de Natal	Injeção de Gás	G11	Em operação	-21:13:22,898	-39:40:58,188
78	Arvore de Natal	Produção	AW1	Em operação	-21:21:24,524	-39:36:50,725
79	Arvore de Natal	Produção	ON2	Em operação	-21:08:11,245	-39:46:47,465

	Tipo	Função	Código de Identificação	Status Atual	Coordenadas Geográficas SIRGAS 2000	
					Latitude	Longitude
80	Arvore de Natal	Produção	ON3	Em operação	-21:08:12,544	-39:46:49,273
81	Arvore de Natal	Produção	ON5	Em operação	-21:09:03,936	-39:49:10,433
82	Arvore de Natal	Produção	ON6	Em operação	-21:09:04,438	-39:49:10,031
83	Arvore de Natal	Produção	ON7	Aguardando entrada em operação	-21:09:06,386	-39:49:12,823
84	Arvore de Natal	Produção	ON8	Em operação	-21:09:05,579	-39:49:11,910
85	Arvore de Natal	Produção	ON9	Em operação	-21:09:17,728	-39:49:52,158
86	Arvore de Natal	Produção	ON10	Em operação	-21:09:20,424	-39:49:51,005
87	Arvore de Natal	Produção	ON11	Em operação	-21:09:21,839	-39:49:52,037
88	Arvore de Natal	Injeção de Agua	ONWI1	Em operação	-21:09:22,504	-39:48:31,936
89	Arvore de Natal	Injeção de Agua	ONWI2	Em operação	-21:09:20,072	-39:48:31,623
90	Arvore de Natal	Injeção de Agua	ONWI5	Em operação	-21:08:23,797	-39:49:13,910
91	Arvore de Natal	Injeção de Agua	ONWI6	Em operação	-21:08:24,837	-39:49:15,678
92	Arvore de Natal	Injeção de Agua	MWI1	Em operação	-21:15:26,145	-39:53:18,134
93	Arvore de Natal	Injeção de Agua	MWI2	Em operação	-21:15:25,653	-39:53:16,289
94	Arvore de Natal	Produção	OS1	Em operação	-21:12:23,606	-39:52:44,047
95	Arvore de Natal	Produção	OS2	Em operação	-21:12:17,994	-39:52:37,504
96	Arvore de Natal	Produção	M1	Em operação	-21:15:54,618	-39:54:38,587
97	Arvore de Natal	Produção	M2	Em operação	-21:15:54,665	-39:54:37,426
98	Arvore de Natal	Produção	M3	Em operação	-21:15:55,918	-39:54:39,040
99	Arvore de Natal	Produção	M4	Em operação	-21:15:56,508	-39:54:38,074
100	Arvore de Natal	Produção	BW1	Em operação	-21:12:07,686	-39:49:00,485
101	Arvore de Natal	Produção	BW2	Em operação	-21:12:08,459	-39:48:59,773
102	Arvore de Natal	Produção	BW3	Em operação	-21:12:08,865	-39:48:59,965

Tabela 3.4.1 – Inventário de Equipamentos Submarinos

	Tipo	Coordenadas Geográficas SIRGAS 2000	
		Latitude	Longitude
1	SUCTION PILE PLT-C7 - DELMAR	-21:13:38,545	-39:39:38,293
2	PCD LoFS	-21:08:11,988	-39:46:40,923
3	PARKING FRAME GDI XT	-21:13:22,936	-39:40:58,037
4	PARKING FRAME MOBO3 / SCM Dual Skid	-21:13:38,873	-39:39:36,484
5	Transponder Frame 01	-21:12:00,430	-39:49:08,320
6	Transponder Frame 02	-21:11:56,531	-39:48:55,048
7	Transponder Frame 03	-21:12:07,553	-39:48:47,145
8	Transponder Frame 04	-21:12:17,709	-39:48:55,595
9	Transponder Frame 05	-21:12:13,166	-39:49:08,883
10	Transponder Frame 06	-21:12:26,351	-39:38:59,344
11	Transponder Frame 07	-21:12:32,269	-39:38:49,060
12	Transponder Frame 08	-21:12:42,767	-39:38:51,707
13	Transponder Frame 09	-21:12:47,479	-39:39:01,530
14	Transponder Frame 10	-21:12:41,830	-39:39:11,628
15	Transponder Frame 11	-21:12:31,453	-39:39:09,036
16	Transponder Frame 12	-21:13:48,593	-39:39:36,833
17	Transponder Frame 13	-21:13:38,771	-39:39:48,902
18	Transponder Frame 14	-21:13:29,470	-39:39:43,368
19	Transponder Frame 15	-21:13:27,383	-39:39:33,107
20	Transponder Frame 16	-21:13:35,020	-39:39:24,730
21	Transponder Frame 17	-21:13:45,649	-39:39:29,182
22	Transponder Frame 18	-21:13:12,613	-39:39:28,223
23	Transponder Frame 19	-21:13:19,047	-39:39:18,061
24	Transponder Frame 20	-21:13:02,135	-39:39:09,093
25	Transponder Frame 21	-21:13:00,721	-39:39:19,706
26	Transponder Frame 22	-21:21:24,319	-39:37:02,649
27	Transponder Frame 23	-21:21:16,170	-39:36:55,481
28	Transponder Frame 24	-21:21:15,085	-39:36:44,558

	Tipo	Coordenadas Geográficas SIRGAS 2000	
		Latitude	Longitude
29	Transponder Frame 25	-21:21:24,295	-39:36:38,405
30	Transponder Frame 26	-21:21:32,522	-39:36:45,154
31	Transponder Frame 27	-21:21:33,542	-39:36:56,181
32	Transponder Frame 28	-21:08:24,091	-39:49:27,115
33	Transponder Frame 29	-21:08:13,315	-39:49:14,628
34	Transponder Frame 30	-21:08:19,197	-39:49:03,863
35	Transponder Frame 31	-21:08:32,264	-39:49:04,416
36	Transponder Frame 32	-21:08:34,968	-39:49:21,788
37	Transponder Frame 33	-21:09:19,453	-39:50:04,181
38	Transponder Frame 34	-21:09:08,921	-39:49:57,528
39	Transponder Frame 35	-21:09:09,121	-39:49:44,433
40	Transponder Frame 36	-21:09:24,545	-39:49:39,970
41	Transponder Frame 37	-21:09:30,736	-39:49:55,246
42	Transponder Frame 38	-21:09:32,870	-39:48:38,654
43	Transponder Frame 39	-21:09:21,217	-39:48:45,734
44	Transponder Frame 40	-21:09:08,634	-39:48:33,908
45	Transponder Frame 41	-21:09:15,034	-39:48:23,243
46	Transponder Frame 42	-21:09:29,766	-39:48:23,720
47	Transponder Frame 43	-21:09:16,648	-39:49:17,101
48	Transponder Frame 44	-21:09:16,068	-39:49:02,404
49	Transponder Frame 45	-21:09:03,903	-39:48:56,059
50	Transponder Frame 46	-21:08:53,640	-39:49:02,790
51	Transponder Frame 47	-21:08:54,354	-39:49:16,148
52	Transponder Frame 48	-21:09:04,043	-39:49:22,250
53	Transponder Frame 49	-21:08:06,367	-39:46:58,850
54	Transponder Frame 50	-21:08:20,305	-39:47:00,463
55	Transponder Frame 51	-21:08:24,221	-39:46:49,020
56	Transponder Frame 52	-21:08:18,374	-39:46:37,290

	Tipo	Coordenadas Geográficas SIRGAS 2000	
		Latitude	Longitude
57	Transponder Frame 53	-21:08:06,654	-39:46:36,997
58	Transponder Frame 54	-21:08:00,548	-39:46:47,683
59	Transponder Frame 55	-21:08:46,236	-39:48:44,963
60	Transponder Frame 56	-21:16:05,008	-39:54:41,464
61	Transponder Frame 57	-21:16:03,136	-39:54:31,267
62	Transponder Frame 58	-21:15:54,073	-39:54:27,578
63	Transponder Frame 59	-21:15:45,099	-39:54:35,910
64	Transponder Frame 60	-21:15:49,090	-39:54:44,489
65	Transponder Frame 61	-21:15:57,460	-39:54:48,002
66	Transponder Frame 62	-21:15:35,892	-39:53:09,597
67	Transponder Frame 63	-21:15:21,991	-39:53:02,252
68	Transponder Frame 64	-21:15:14,789	-39:53:10,286
69	Transponder Frame 65	-21:15:14,580	-39:53:19,554
70	Transponder Frame 66	-21:15:23,801	-39:53:17,876
71	Transponder Frame 67	-21:15:22,588	-39:53:26,314
72	Transponder Frame 68	-21:15:29,863	-39:53:27,293
73	Transponder Frame 69	-21:12:21,069	-39:52:33,001
74	Transponder Frame 70	-21:12:11,717	-39:52:36,912
75	Transponder Frame 71	-21:12:15,964	-39:52:52,910
76	Transponder Frame 72	-21:12:31,694	-39:52:51,635
77	Transponder Frame 73	-21:12:35,324	-39:52:36,188

Tabela 3.4.2 – Elementos Adicionais

3.5 Registros Fotográficos Mapas e Diagramas

3.5.1 Registro Fotográfico

Seguem abaixo algumas fotos ilustrativas das instalações a serem descomissionadas.



Figura 3.5.1.1 – FPSO Espírito Santo



Figura 3.5.1.2 – Árvore de natal C3 à esquerda e Manifold de produção PM1 de BC-10 à direita



Figura 3.5.1.3 – PLT-C5 à esquerda e Umbilical Termination Assembly (UTA 2) à direita

3.5.2 Localização do Sistema de Produção

Um mapa mostrando os campos de Parque das Conchas e a localização do sistema de produção, incluindo o FPSO ES, foi preparado para este PDI e é mostrado abaixo. O mapa também foi inserido no Anexo VI, para uma melhor visualização.

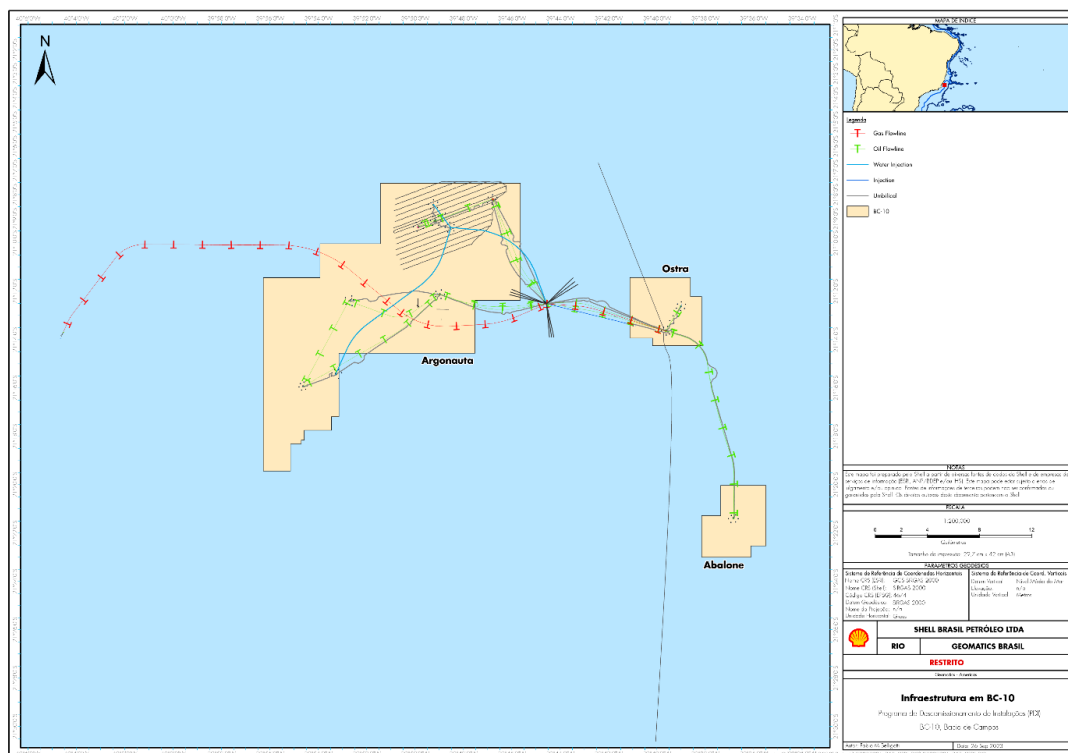


Figura 3.5.2.1 – Mapa do Sistema de Produção

3.5.3 Diagrama Unifilar de Interligação das Instalações de Produção

O Diagrama Unifilar pode ser visto abaixo em duas partes. Uma melhor visualização pode ser obtida no Anexo VII.

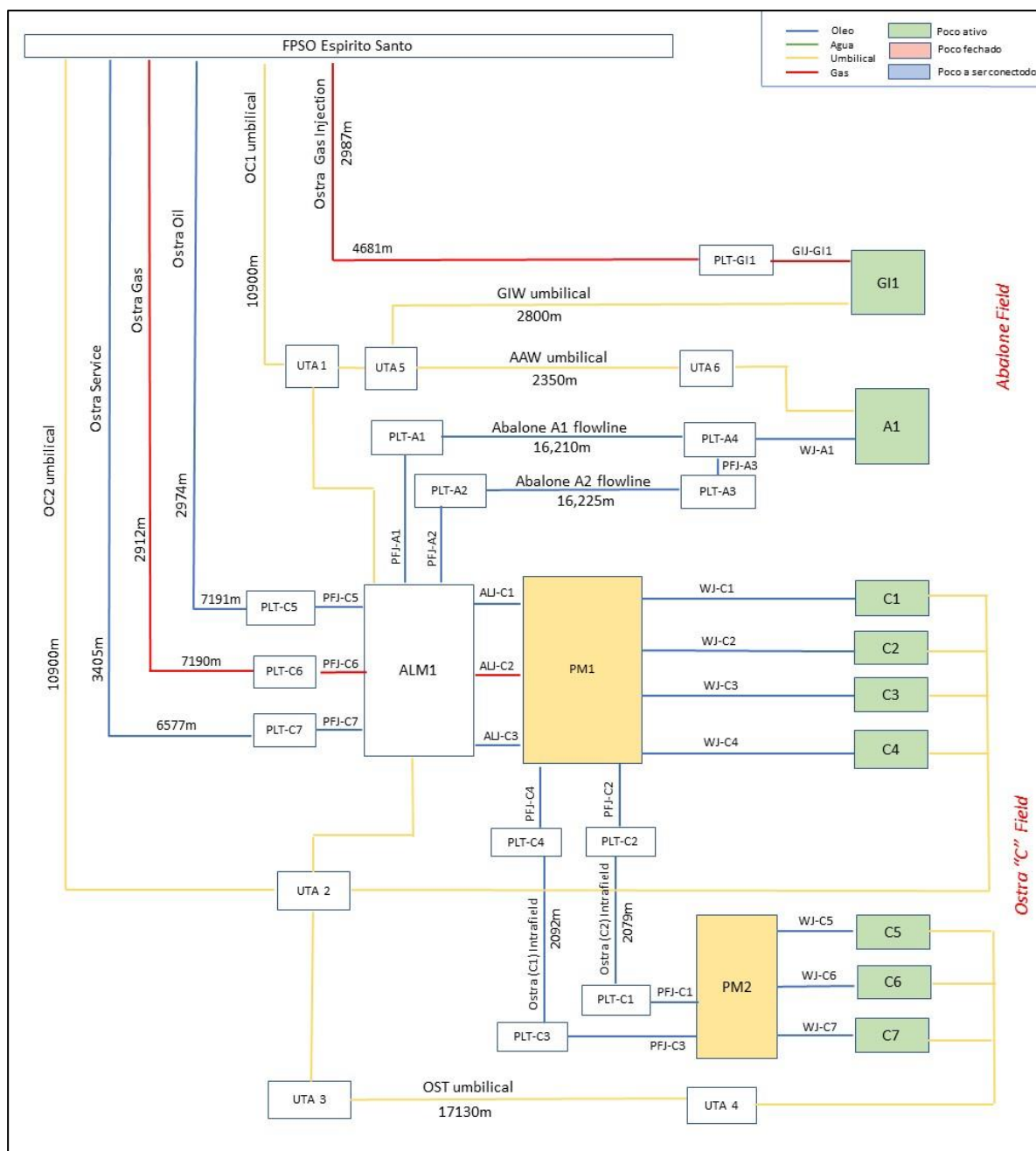


Figura 3.5.3.1 – Diagrama Unifilar - Ostra e Abalone

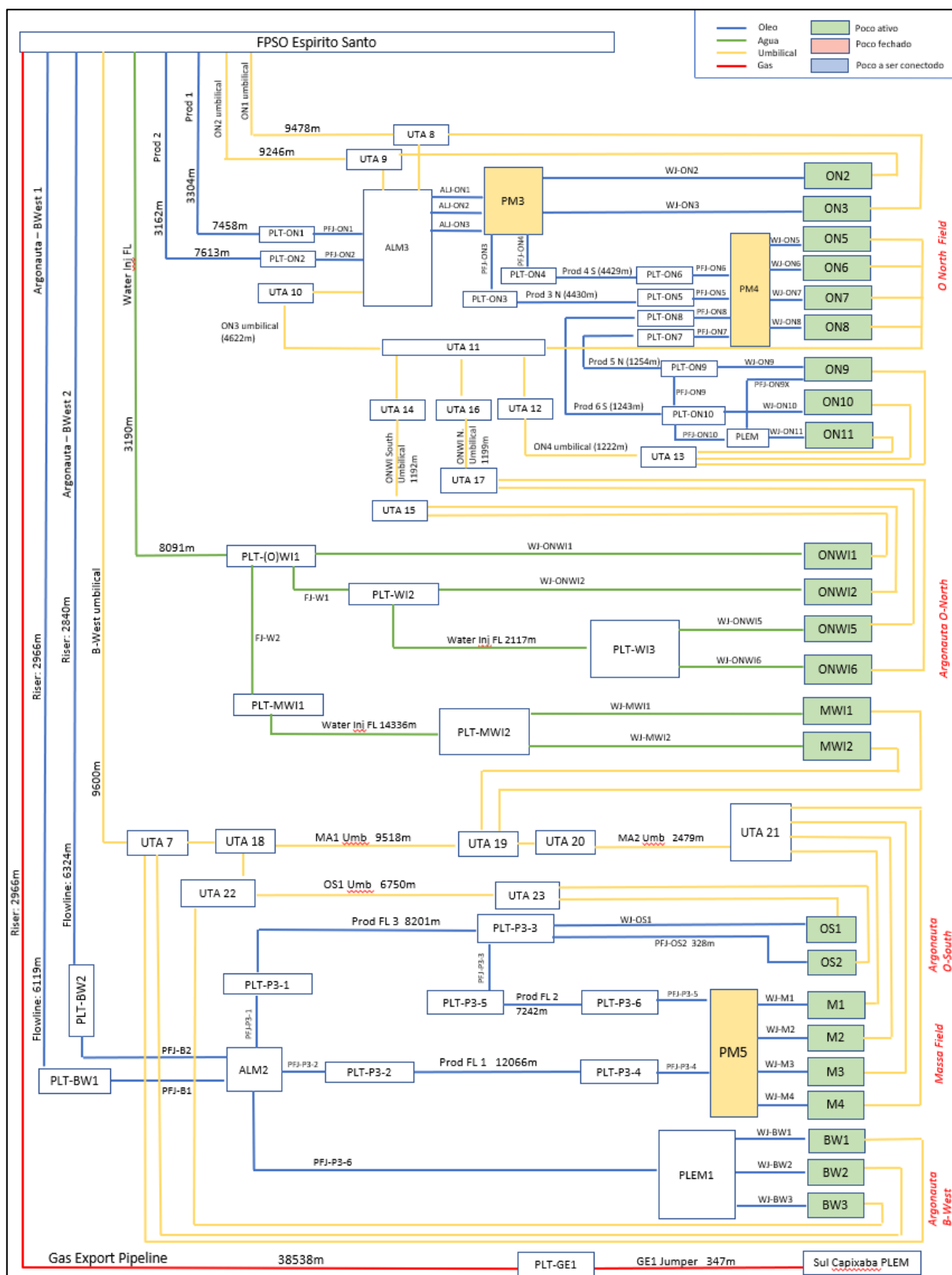


Figura 3.5.3.2 – Diagrama Unifilar - Argonauta

3.6 Intervenção em Poços

Os 33 poços em operação no Bloco BC-10 serão abandonados seguindo as normas da SBPL e as regulamentações vigentes da ANP. Serão também solicitadas anuências aplicáveis ao IBAMA, no âmbito da Licença de Operação de BC-10.

3.7 Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações de Produção

O procedimento de gerenciamento de resíduos do BC-10 orienta todo o processo de descarte feito na plataforma e integra o Projeto de Controle de Poluição (PCP), o qual é condicionante de licença do IBAMA. Durante o descomissionamento, todo resíduo gerado deverá ser segregado e tratado da mesma forma em que é feito durante a operação normal do FPSO Espírito Santo.

Vários tipos de químicos utilizados na recuperação de óleo e gás e também nos processos de tratamento do óleo nos módulos, como por exemplo metanol, inibidor de corrosão, anti-incrustantes, desemulsificantes, etc, são comumente comprados a granel e enviados para a plataforma, armazenados em bombonas ou pequenos tanques.

Durante o descomissionamento, chapas pintadas deverão ser descartadas e enviadas para reciclagem. Tintas que forem descartadas, por qualquer motivo, deverão seguir o procedimento previsto no plano de gerenciamento de resíduos.

O inventário atual de químicos e tintas a bordo do FPSO é mostrado nas tabelas abaixo e reflete a situação em julho de 2023.

Identificação	Unidade	Localização	Total em estoque
Demulsifier Dissolvan 16013	L	FPSO Espírito Santo	20923
Defoamer AFMR02978A	L	FPSO Espírito Santo	6823
C/S Inhibitor Multitreat DF 9339	L	FPSO Espírito Santo	42699
Viscosity reducer EC2513A	L	FPSO Espírito Santo	4728
O2 Scavenger ScavTreat 17256	L	FPSO Espírito Santo	4097
Biocide BIOC16116A	L	FPSO Espírito Santo	2155

Identificação	Unidade	Localização	Total em estoque
SBS - O2/Chlorine Scavenger ScavTreat 15951	L	FPSO Espírito Santo	3203
Scale Inhibitor MEMB00589A	L	FPSO Espírito Santo	1094
Corrosion Inhibitor CORR15485A	L	FPSO Espírito Santo	452
Parafin Inhibitor MISC11482F	L	FPSO Espírito Santo	7355
SS Gas Corr. Inhibitor CORR11529A	L	FPSO Espírito Santo	23712
Methanol MISC16443A	L	FPSO Espírito Santo	460000
SS Defoamer AFMR19431SP	L	FPSO Espírito Santo	7547
Biocide (THPS) Biotreat 15953	L	FPSO Espírito Santo	5000
Biocide (THPS) Biotreat 17253	L	FPSO Espírito Santo	6000
Scale Inhibitor SCAL 16487 ^a	L	FPSO Espírito Santo	0
TEG MISC17428A/EC2487A	L	FPSO Espírito Santo	1400
Hydraulic Fluid Oceanic HW525-P	L	FPSO Espírito Santo	4200
Acid chemical MEMB00587A-PC87	L	FPSO Espírito Santo	1400
Basic chemical MEMB00596A-PC96	L	FPSO Espírito Santo	2200
Glytermin MISC18235A	L	FPSO Espírito Santo	2600
Coagulant (water clarifier) RBW405	L	FPSO Espírito Santo	3510
Flocculant (water clarifier) SPC-698	L	FPSO Espírito Santo	7821
Glycol pH Buffer BD05703	L	FPSO Espírito Santo	25

Tabela 3.7.1 – Inventário Atual de Químicos a Bordo

Identificação	Unidade	Localização	Total em estoque	Número de controle
Penguard TC Verde RAL 6002	L	FPSO Espírito Santo	60	2223137-1
Penguard TC Vermelho RAL 3011	L	FPSO Espírito Santo	140	1491006-1
Penguard TC	L	FPSO Espírito Santo	46,8	N/A

Identificação	Unidade	Localização	Total em estoque	Número de controle
Penguard TC	L	FPSO Espírito Santo	43,2	N/A
Jotaguard 100 Vermelho Oxido	L	FPSO Espírito Santo	210	2493001-1
Jotaguard 100 Cinza-Claro	L	FPSO Espírito Santo	195	2539302-1
Epoxy HR Aluminio	L	FPSO Espírito Santo	234	2601513-1
Epoxy HR Cinza RAL 7035	L	FPSO Espírito Santo	410,4	2612966-1
Epoxy HR	L	FPSO Espírito Santo	185,8	2656072-1
Jotmastic 90 Branco	L	FPSO Espírito Santo	25,2	2565591-1
Jotamastic 90 Aluminio	L	FPSO Espírito Santo	50,4	2539765-1
Jotamastic 90	L	FPSO Espírito Santo	39,6	N/A
Hardtop AX Verde RAL 6018	L	FPSO Espírito Santo	50,4	2076230-1
Hardtop XP Verde RAL 6002	L	FPSO Espírito Santo	72,8	1891981-1
Hardtop AX Marrom RAL 8002	L	FPSO Espírito Santo	90	2459035-1
Hardtop AX Amarelo RAL 1023	L	FPSO Espírito Santo	126	2416140-1
Hardtop XP Amarelo RAL 1023	L	FPSO Espírito Santo	72,8	2056190-1
Hardtop XP Branco RAL 9003	L	FPSO Espírito Santo	36,4	2065860-1
Hardtop AX Cinza RAL 7037	L	FPSO Espírito Santo	0	N/A
Hardtop XP Preto	L	FPSO Espírito Santo	28,8	2492224-1
Hardtop XP Azul RAL 5017	L	FPSO Espírito Santo	54	2459035-1
Hardtop XP Azul RAL 5017	L	FPSO Espírito Santo	91	2079374-1
Hardtop XP Laranja RAL 2004	L	FPSO Espírito Santo	57,6	2496404-1
Hardtop XP Lilas RAL 4005	L	FPSO Espírito Santo	57,6	1574024-1
Hardtop XP	L	FPSO Espírito Santo	7,2	2468583-1
Jotamastic Smartpack HB Aluminio	L	FPSO Espírito Santo	10	2707387-1
Jotamastic Smartpack HB	L	FPSO Espírito Santo	10	2668640-1
No Skid	L	FPSO Espírito Santo	90	N/A
Converter	L	FPSO Espírito Santo	18	N/A
Jotun Thinner N.17	L	FPSO Espírito Santo	280	2585703-1
Penguard Primer Vermelho	L	FPSO Espírito Santo	0	N/A
Jotatemp 1000 Cinza	L	FPSO Espírito Santo	126	2079374-1
Hardtop AX	L	FPSO Espírito Santo	11,5	2459035-1

Identificação	Unidade	Localização	Total em estoque	Número de controle
Vermelho 3000				
Tankguard Cinza	L	FPSO Espírito Santo	114,1	2459035-1

Tabela 3.7.2 – Inventário Atual de Tintas a Bordo

3.8 Materiais, Resíduos e Rejeitos no Leito Marinho

Durante a execução dos procedimentos de descomissionamento do Bloco BC-10 , desde a desconexão para a liberação do FPSO ES, como remoção e abandono temporário das amarras e pull-out dos risers, até a desconexão e recolhimento final do sistema submarino, todas as atividades serão realizadas usando embarcação adequada e veículos de operação remota (ROV). Um detalhamento maior das atividades está registrado nos capítulos 4 e 5 deste documento.

Os procedimentos que serão realizados no descomissionamento incluirão uma lista de objetos já conhecidos no fundo do mar com as devidas coordenadas, para que suas posições possam ser confirmadas. Quaisquer outros equipamentos ou resíduos encontrados no fundo do mar deverão ser devidamente catalogados, com coordenadas, dimensões e peso estimado, para que o planejamento adequado de remoção de resíduos possa ser realizado e executado dentro dos melhores padrões de segurança e de acordo com as exigências da Resolução ANP nº 817/2020.

4.0 CARACTERIZAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO

O objetivo deste capítulo é apresentar a abordagem adotada pela SBPL para avaliação de alternativas para o descomissionamento das instalações submarinas do Bloco BC-10.

A Resolução ANP 817/2020 define que, no descomissionamento de instalações marítimas, as instalações deverão ser retiradas da área contratada (Anexo 1, Seção 3.1). Entretanto, a referida resolução admite a possibilidade de remoção parcial ou a permanência definitiva *in situ* em caráter de exceção, desde que atendidos os requisitos normativos aplicáveis e devidamente justificada. Nesse sentido, o Operador deverá apresentar justificativa técnica, considerando a comparação de alternativas de descomissionamento, cujas análises deverão adotar, no mínimo, os critérios técnico, ambiental, social, de segurança e econômico (Anexo I, Seções 3.1.2 e 3.2).

A avaliação das alternativas apresentadas foi elaborada com base em método qualitativo, com descrição narrativa dos prós e contras de cada opção de remoção, à luz dos critérios mencionados acima. A avaliação foi realizada com a participação de uma equipe multidisciplinar da SBPL, com representantes das disciplinas de Sistemas Submarinos, Meio Ambiente, Segurança, Desempenho Social, Regulatório, Relações Corporativas, Finanças, Custos e Geomática. Além disso, a análise foi apoiada por informações e estudos elaborados pela consultoria externa ("EnvironPact"), em apoio ao critério ambiental, conforme será apresentado neste item e em anexos específicos.

O Bloco BC-10 possui características particulares que impõem desafios técnicos significativos para o seu descomissionamento. Está localizado em lâminas d'água que variam de 1.555 a 1.930 metros, distante cerca de 100 km da costa. O sistema submarino contém um grande inventário de linhas rígidas, incluindo risers e flowlines rígidos, com maior complexidade e riscos associados à sua remoção. Também possui *manifolds* grandes, quando comparados aos *manifolds* típicos instalados em campos offshore brasileiros.

4.1 Critérios

4.1.1 Critério Ambiental

Foi realizada uma análise visando a identificação dos fatores a serem considerados na avaliação comparativa quanto ao critério ambiental para o projeto de descomissionamento do Bloco BC-10, pela associação direta com aspectos como remoção ou

manutenção/deposição de estruturas do fundo marinho e saída/reboque do FPSO ES, tendo sido selecionados:

- Impactos sobre o fundo marinho, avaliando-se a ocorrência de ambientes sensíveis (formações biogênicas, tais como corais de águas profundas, rodólitos, algas calcáreas, etc) e
- Risco de disseminação de espécies exóticas invasoras, em especial o coral sol.

Sabe-se que o critério ambiental compreende demais aspectos e impactos, sendo a maioria já identificados e avaliados durante as etapas anteriores da operação dos Campos (instalação, perfuração e produção), tais como:

- Movimentação de embarcações;
- Transporte de materiais, insumos, resíduos e pessoas;
- Geração de efluentes, ruídos, vibrações e luzes;
- Descarte de efluentes domésticos e oleosos;
- Emissões atmosféricas;
- Demanda por serviços;
- Demanda por aquisição de materiais e equipamentos;
- Etc.

Desta forma, dentre os impactos relacionados à fase de descomissionamento, a maioria se tratará de impactos já observados durante as etapas de instalação e operação, associados aos aspectos principais exemplificados acima, embora com algumas variações para a fase de descomissionamento.

Neste sentido, observa-se que estão em desenvolvimento Estudos de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) e de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais (AGRA) para as atividades de descomissionamento propostas neste PDI Conceitual, que serão submetidos aos órgãos reguladores assim que finalizados, de forma complementar a este documento.

Como subsídio ao critério ambiental desta análise comparativa, foram elaborados os seguintes estudos, apresentados em anexo:

- Caracterização do fundo marinho da região do Bloco BC-10 (Anexo IX)
- Caracterização da bioincrustação no FPSO ES, com foco em coral-sol (Anexo X)

Os dados avaliados confirmaram a ocorrência de tipo de fundo considerado homogêneo, com predomínio de lama, e sem variações na refletividade que pudessem remeter a áreas de substrato duro/consolidado. Considerando a profundidade local, que varia entre 1555 a 1930 m, não seria viável a ocorrência de bancos de algas calcáreas ou bancos de corais dependentes da incidência de luz solar. Foi avaliada a possibilidade de ocorrência de comunidades como bancos de corais de profundidade, bancos de moluscos ou outras comunidades associadas a exsudações e os dados recolhidos indicam que não existe ocorrência destes tipos de ambientes sensíveis na região, conforme consta do Anexo IX.

Em se tratando da caracterização da bioincrustação presente no casco do FPSO ES, a mesma tomou como base filmagens de inspeções técnicas de integridade conduzidas pela SBPL. As imagens demonstraram ocorrência generalizada de coral-sol, com alguma variação na distribuição, com tendência a maiores densidades e colônias mais desenvolvidas no fundo da unidade. Ressalta-se que a caracterização apresentada no Anexo X será futuramente complementada com imagens de trechos mais superficiais de risers e linhas de ancoragem, considerando o maior potencial de bioincrustação na zona fótica e possível liberação de organismos durante as desconexões.

Constata-se portanto, como subsídio à identificação e avaliação das alternativas de descomissionamento do Bloco BC-10, que não há ambientes sensíveis de fundo na região e que na eventualidade de desprendimento de pólipos de coral sol do casco do FPSO ES (ou durante a atividade de recolhimento de estruturas submarinas), os mesmos morreriam ao chegar no fundo do mar. Isto foi concluído com base em pesquisas de que o coral-sol não sobrevive em temperaturas inferiores a 12,5°C (Batista et al., 2017), como as do BC-10, onde as temperaturas do fundo do mar são de aproximadamente 4°C.

Portanto, do ponto de vista de impactos sobre o fundo marinho (considerando a ausência de ambientes sensíveis) e risco de disseminação de espécies exóticas invasoras, o critério ambiental, se considerado isoladamente, levaria à conclusão pela remoção integral do sistema submarino. Porém, conforme o disposto na Resolução ANP n° 817, Item 3.2.2, “Nenhum dos critérios, isoladamente, deverá ser considerado decisivo para a definição da alternativa”. Neste sentido, passam então a ter papel fundamental na avaliação e tomada de decisão quanto às proposições a serem consideradas, os demais critérios: de segurança, técnico e econômico, os quais serão abordados a seguir conjuntamente com as proposições de descomissionamento.

4.1.2 Critério Social

Para o critério social desta análise comparativa, foram avaliadas as possíveis interferências das atividades de descomissionamento das instalações do Bloco BC-10 nas atividades socioeconômicas desenvolvidos na área de influência da atividade em questão, principalmente pesca e turismo, bem como em projetos sociais desenvolvidos como condicionante da Licença de Operação de BC-10 e a consequente cessação de pagamento de royalties. Vale mencionar que não há perspectivas de criação de postos de trabalho permanentes para a presente atividade.

Levando-se em consideração a localização do Bloco BC-10, o cruzamento das informações levantadas, indica que não haverá, na área deste bloco, interferências sobre a dinâmica das atividades de aquicultura, de turismo e recreativas, decorrentes das operações de navegação, manobra e fundeio das embarcações associadas à atividade em questão.

As informações existentes apontam que a principal interface da atividade estará relacionada com as práticas pesqueiras, tanto na área do bloco quanto na rota de navegação das embarcações de apoio, onde poderão ocorrer sobreposições com áreas de atuação de pescadores artesanais e/ou industriais.

Para essa avaliação foram considerados os resultados do EIA/RIMA desenvolvido para o licenciamento da atividade de produção no Bloco BC-10ⁱ, bem como de estudos mais recentes, desenvolvidos na região, como os listados a seguir:

- Programa de Monitoramento da Atividade Pesqueira para a Baía de Santos PMAP-BS (PETROBRAS, 2018a; 2018b; 2019a; 2019b; 2020a; 2020b; 2020c; 2021; 2022a; 2022b; 2022c), executado em parceria com a FIPERJ;
- Programa de Monitoramento da Atividade Pesqueira para a Região Norte Fluminense - PMAP-RJ (FIPERJ/FUNDEPAG, 2018);
- Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Baía de Santos – PCSPA-BS para o estado do Rio de Janeiro (PETROBRAS/FIPERJ, 2015);
- Projeto de Caracterização Regional da Baía de Campos (PCR-BC/Habitats – PETROBRAS, 2013);
- Projetos de Comunicação Social (PCS) com registros de abordagens de embarcações in loco para as atividades de perfuração marítima no bloco BC-10 (SHELL/AECOM, 2019; SHELL/WITT O'BRIEN'S, 2020; SHELL/WITT O'BRIEN'S, 2022).

Especificamente na área do bloco, localizado em profundidade média de 1800 m, e a cerca de 120 km da costa de Vitória (ES) e 100km da costa de Vila Velha (ES), segundo o EIA/RIMA acima mencionado, e demais informações disponíveis, a atividade pesqueira é realizada com a utilização de linha de mão, espinhel/*longlines* e vara com isca viva, e está voltada principalmente para a captura industrial de grandes peixes pelágicos como o atum, bonito, albacora, dourado, agulhões e afins, que possuem como característica, a realização de amplas migrações sazonais. A concentração de espécies com interesse comercial para a pesca nesses locais, acaba por atrair frotas pesqueiras, principalmente de médio e grande porte, visando à captura desses recursos.

Ainda segundo o EIA/RIMA desenvolvido para o licenciamento das atividades de produção, na atividade pesqueira presente na área do bloco, foram identificados os pescadores de Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy, no Espírito Santo, embora embarcações de outras origens (Niterói, Cabo Frio, Macaé, Vitória, Santos e Itajaí), também possam, eventualmente, utilizar a área do bloco para a pesca. Os resultados obtidos nos monitoramentos das zonas de segurança das unidades de perfuração, nas últimas atividades ocorridas no Bloco BC-10 nos anos de 2019, 2020 e 2021, indicaram majoritariamente a presença de embarcações registradas no Porto de Vitória (exceto uma embarcação oriunda de Porto Seguro/BA), mas, muito provavelmente, provenientes da Colônia de pesca de Itaipava, no município de Itapemirim/ES, visto as características das embarcações. A Capitania dos Portos do Espírito Santo, localizada no município de Vitória, é a única entidade do estado que atua no registro de embarcações pesqueiras.

Vale mencionar que, tanto para a pesca artesanal quanto para a pesca industrial que atua em águas profundas, são utilizadas embarcações de maior porte, com amplas áreas de atuação e capacidade para operar em áreas mais distantes da costa. Principalmente no caso da pesca industrial, essas embarcações possuem autonomia e mobilidade para se afastar com facilidade das áreas de intervenção da SBPL no Bloco BC-10. Com base no exposto, independente da alternativa de descomissionamento escolhida, não são esperados novos impactos relevantes relacionados a esse segmento, decorrentes do descomissionamento das instalações do campo, que promovam mudança significativa nas condições da atividade pesqueira, tanto na área da atividade, quanto na rota de navegação das embarcações de apoio .

No que se refere à pesca artesanal, apesar de sua atuação por frotas específicas, especialmente oriundas de Itapemirim, no Espírito Santo, observa-se que esta concentra-se principalmente na região costeira, em águas rasas sobre a plataforma continental, com profundidades pouco superiores a 100 metros. Para essa modalidade de pesca são utilizadas embarcações de menor porte e autonomia, com pouca capacidade de atingir a área do bloco, e sofrer qualquer impacto das atividades de descomissionamento na área de intervenção, propriamente dita.

Por outro lado, levando-se em conta as rotas de navegação das embarcações de apoio, observa-se a possibilidade de sobreposição com áreas de atuação de pescadores artesanais, com risco de incidentes com petrechos de pesca (como redes de caceio e redes de caída) e/ou com as próprias embarcações pesqueiras de baixa mobilidade. Tais riscos podem ocorrer para qualquer uma das alternativas de descomissionamento a ser adotada.

As possíveis interferências com a pesca, não vão diferir em função das opções de descomissionamento do sistema submarino do Bloco BC-10 e, portanto, não contribuem para subsidiar uma tomada de decisão nesse sentido.

Da mesma forma, demais impactos socioeconômicos referentes ao descomissionamento, como a cessação do pagamento deste tributo ao Governo Federal, com consequente interrupção de recebimento pelos municípios de Presidente Kennedy, Maratáizes, Itapemirim, Anchieta e Piúma, no estado do Espírito Santo, assim como o encerramento da realização de projetos condicionantes de mitigação socioeconômica, tais como PEA, PMCS, PEAT, não vão diferir em função das opções de descomissionamento do sistema submarino do Bloco BC-10 e, portanto, não contribuem para subsidiar uma tomada de decisão nesse sentido.

4.1.3 Critério Técnico

Os principais pontos de análise para o critério técnico foram:

- Avaliação da viabilidade técnica das alternativas de remoção dos componentes do sistema submarino, considerando as características das instalações e as tecnologias existentes:
 - Requerimento de capacidade de embarcações e sistemas de remoção de equipamentos submarinos.
 - Integridade física dos equipamentos submarinos ao final da vida útil.
 - Mudança nas condições do local onde os equipamentos estão instalados.

4.1.4 Critério de Segurança

Os principais pontos de análise para o critério de segurança foram:

- Avaliação dos riscos das alternativas aos trabalhadores dos ambientes marítimo e terrestre, aos demais usuários do mar e a terceiros:

- Risco de acidentes durante a operação marítima de remoção dos equipamentos com potenciais lesões ou perda de vidas.
- Risco de liberação de substâncias tóxicas e/ou inflamáveis no ambiente de trabalho marítimo.

4.1.5 Critério Econômico

Os principais pontos de análise para o critério econômico foram:

- Estimativa dos custos dos projetos das alternativas:
 - Custo excessivo ou desproporcional para remoção dos equipamentos submarinos, causado por maiores riscos de segurança ou mudanças nas condições técnicas, em comparação aos custos de instalação.
 - Tempo excessivo para realizar as operações de remoção dos equipamentos.

4.2 Descrição dos Grupos de Equipamentos

Esta seção visa apresentar uma descrição dos principais equipamentos que compõe o sistema submarino do Bloco BC-10, apresentando fotos e desenhos que permitam um melhor entendimento destes sistemas, apresentados conforme tipologia mencionada abaixo.

Para a avaliação das alternativas de descomissionamento, os equipamentos foram agrupados por tipologia, dentre:

Grupo A) Dutos Rígidos (*Risers* e *Flowlines*);

Grupo B) Umbilicais;

Grupo C) Jumpers Rígidos, *Jumpers* Flexíveis e *Flying Leads*;

Grupo D) Equipamentos Submarinos e

Grupo E) Sistema de Ancoragem.

4.2.1 Grupo A) Dutos Rígidos (*Risers* e *Flowlines*)

Os dutos rígidos no Bloco BC-10 incluem *risers* e *flowlines* de óleo, de água de injeção e de gás (injeção e exportação). O *riser* é a seção dinâmica da tubulação, enquanto a *flowline* é a seção estática. Todos os *risers* foram dimensionados considerando que os mesmos são instalados como SCR (*Steele Catenary Riser*) usando a tecnologia de *Lazy Wave*, de forma a minimizar os esforços dinâmicos na região do ponto de toque da tubulação com o leito marinho, bem como a carga no FPSO.

Na figura 4.2.1.1 abaixo é possível ver uma instalação típica de desses risers rígidos. Módulos de flutuação foram instalados na base dos risers para criar uma “onda” com a intenção de amortecer os efeitos de movimentação dinâmica da plataforma nos risers. Os risers também foram instalados com acessórios (*strakes* e *fairings*) que visam suprimir a vibração causada por vórtex ao longo da coluna d’água. Uma lista de todas as tubulações instaladas no Bloco BC-10 pode ser encontrada na seção 3 desse documento. Os dutos rígidos de óleo e gás instalados em BC-10 são revestidos com uma camada de polipropileno sintético de forma a viabilizar a garantia de escoamento seguro da produção, minimizando o risco de formação de hidratos. Além deste isolamento térmico, os dutos relacionados ao reservatório de Massa foram enterrados em 2 metros para garantir a conservação de calor durante a produção.

Importante mencionar que as linhas rígidas desempenham funções muito semelhantes às linhas flexíveis, sendo que a principal diferença entre elas se dá predominantemente por sua composição estrutural, onde o duto rígido possui uma camada estrutural somente (revestida com isolamento térmico), enquanto o flexível possui múltiplas camadas, sendo cada uma com uma função específica.

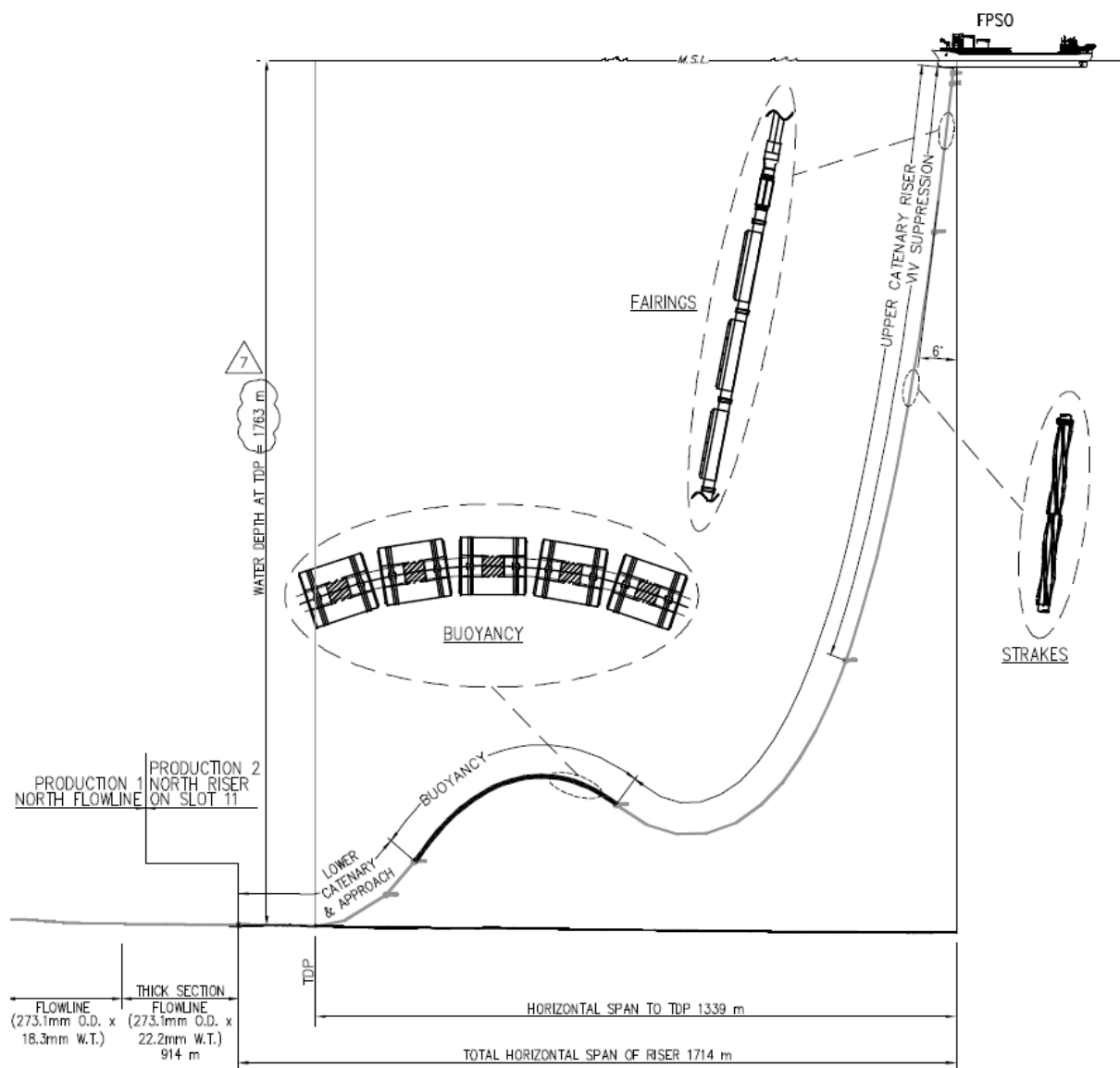


Figura 4.2.1.1: Arranjo típico de riser instalado em BC-10

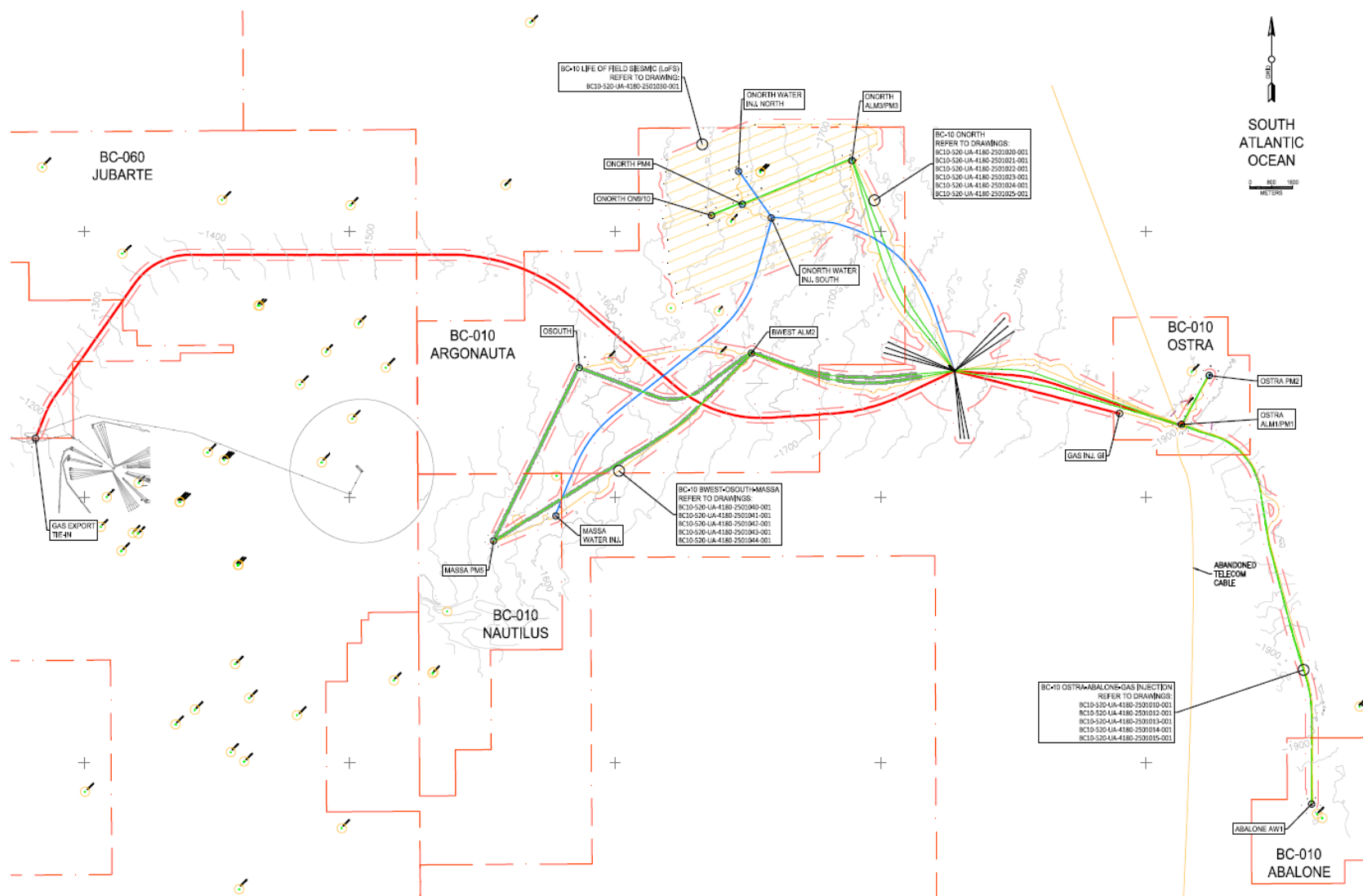


Figura 4.2.1.2: Arranjo geral do sistema submarino em BC-10

4.2.2 Grupo B) Umbilicais

Os umbilicais no Bloco BC-10 incluem as linhas de controle elétrico e hidráulico dos sistemas submarinos, que permitem a alimentação e a comunicação com os sistemas submarinos (sistema multiplexado), bem como fazer a atuação de válvulas. Além disso, os umbilicais também incluem as linhas para a entrega dos químicos necessários para a operação correta do sistema. Os umbilicais, assim como os risers, foram instalados com acessórios (*strakes*) que visam suprimir a vibração causada por vórtex ao longo da coluna d'água. Uma lista de todos os umbilicais instalados no Bloco BC-10 pode ser encontrada na seção 3 desse documento. Os umbilicais dinâmicos seguem desde a plataforma e terminam em um equipamento denominado UTA (*Umbilical Termination Assembly*).

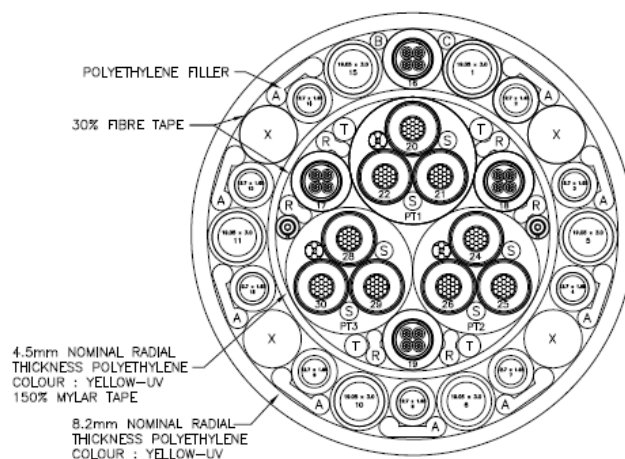


Figura 4.2.2.1: Secção de um umbilical instalado em BC-10

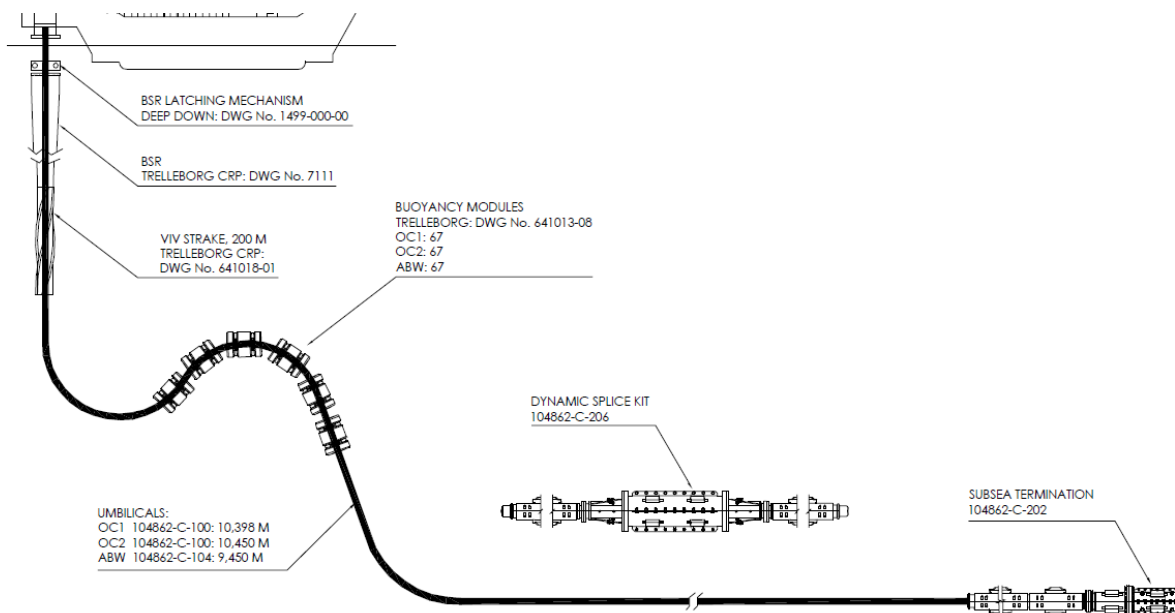


Figura 4.2.2.2: Instalação típica da seção dinâmica do umbilical

4.2.3 Grupo C) Jumpers Rígidos e Flexíveis e Flying Leads

O sistema submarino no Bloco BC-10 possui equipamentos denominados “jumpers”, que são pequenos trechos de dutos usados para permitir a interligação dos equipamentos no leito marinho. Os jumpers podem ser rígidos ou flexíveis, sendo que BC-10 possui as duas tecnologias instaladas. Os jumpers são usados para a transferência de hidrocarbonetos, água e gás entre os principais equipamentos do sistema submarino, como da árvore de natal para o manifold e do manifold para o PLET (*Pipeline End Termination*). Alguns desenhos abaixo apresentam exemplos destes equipamentos.

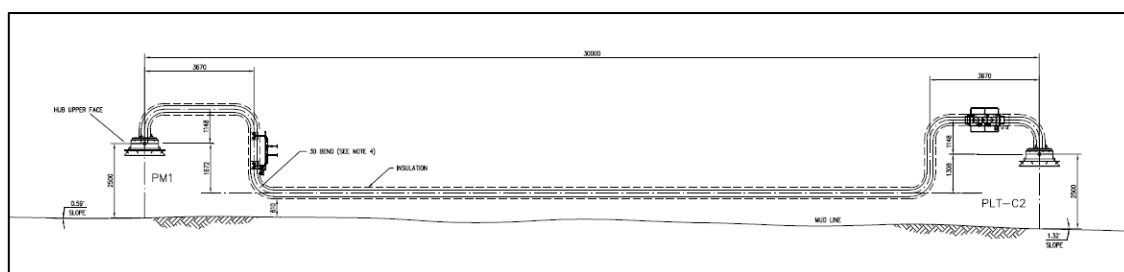


Figura 4.2.3.1: Exemplo de jumper rígido instalado em BC-10

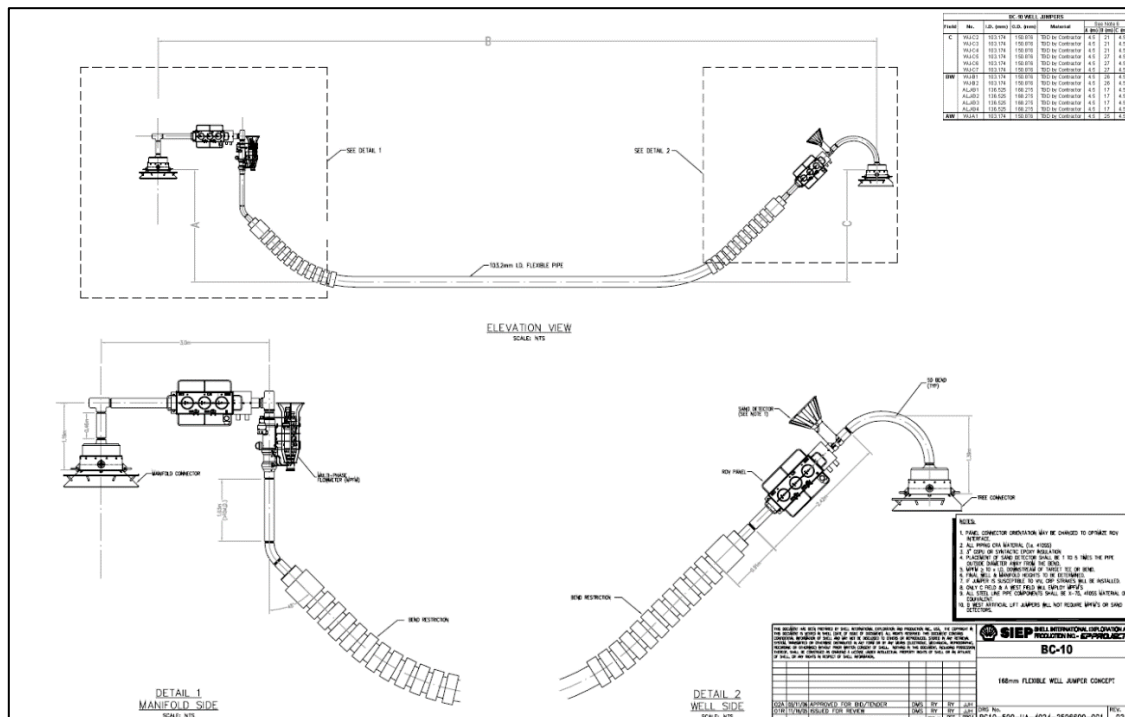


Figura 4.2.3.2: Exemplo de jumper flexível instalado em BC-10

Os umbilicais levam todos os suprimentos hidráulicos, químicos, energia elétrica e comunicação desde a plataforma até a UTA (*Umbilical Termination Assembly*), como descrito acima. A distribuição destes suprimentos para o sistema submarino é feita através de equipamentos específicos para cada uma dessas funções. Os químicos e controles hidráulicos para atuação de válvulas são distribuídos através de SFL (*Steel Flying Lead*), que consiste em uma união de tubos agregados a um sistema de conexão seguro, como pode ser visto nos desenhos abaixo. A SFL conecta a UTA aos principais equipamentos submarinos, como Árvore de Natal e MOBO (Módulo de Bombeio). Além da SFL (para alimentação hidráulica e química em equipamentos mais afastados), o sistema do Bloco BC-10 faz uso também de HFL (*Hydraulic Flying Lead*), que tem uma função muito semelhante à SFL, mas de menor escala, somente transportando fluido hidráulico. A distribuição da comunicação e energização do sistema é feita através de EFL (*Electrical Flying Lead*), equipamento usado para energização de baixa voltagem e comunicação com o sistema submarino, como leitura de sensores, e controles. O equipamento usado para distribuição de energização das Bombas Centrífugas Submersas com alta voltagem é a HVEFL (*High Voltage Electrical Flying Lead*). Os desenhos de cada equipamento são apresentados a seguir.



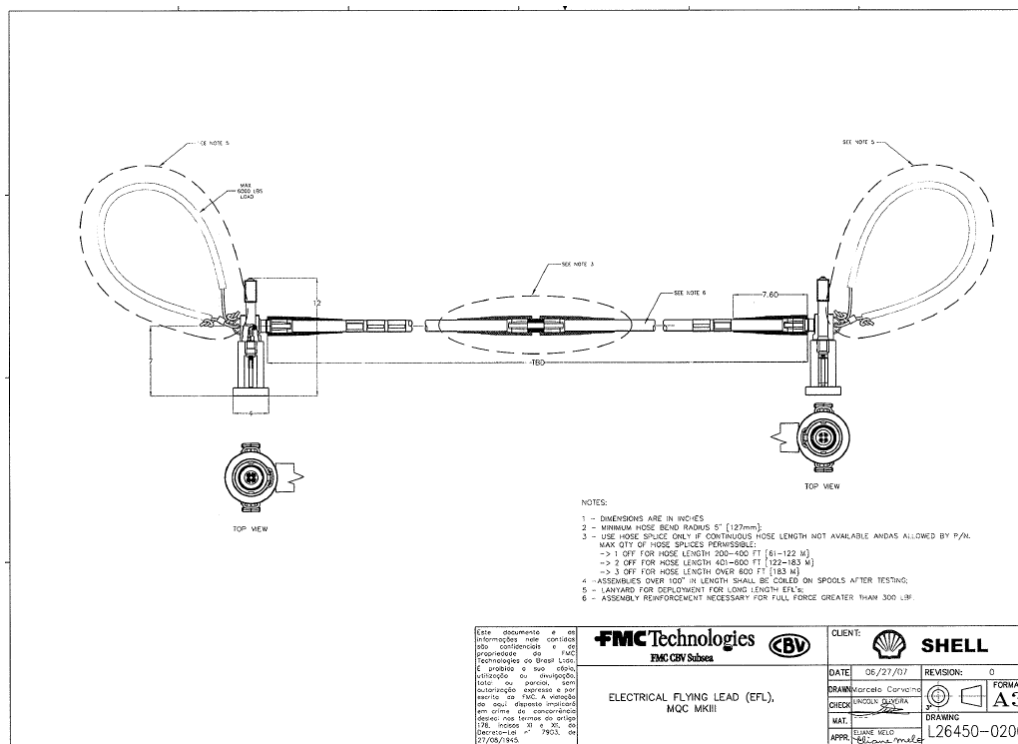


Figura 4.2.3.5: EFL típica instalada em BC-10



Figura 4.2.3.6: Exemplo de EFL pronta para ser instalada em BC-10

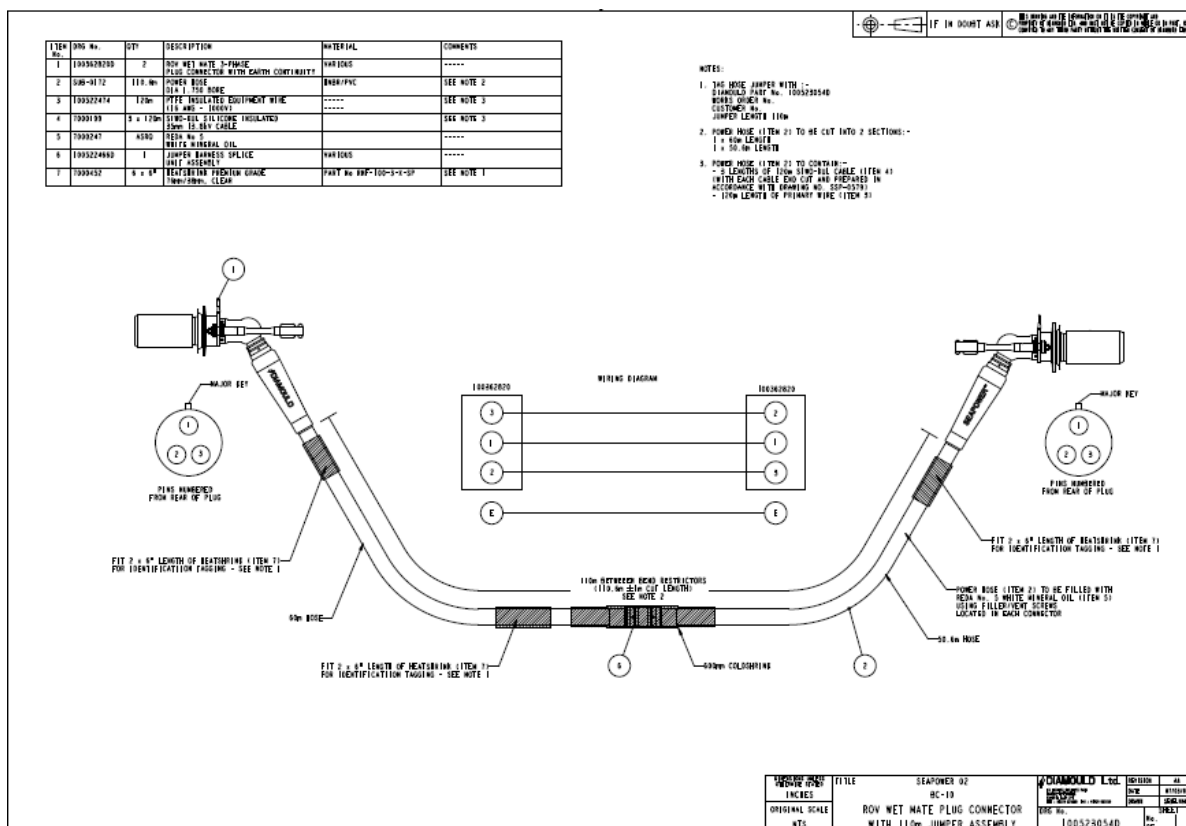


Figura 4.2.3.7: Exemplo de HVEFL instalada em BC-10

O Bloco BC-10 é dotado de um sistema denominado LOFS (*Life of Field Seismic*), que permite a realização de campanhas de sísmica com um entendimento no tempo de como os hidrocarbonetos se comportam dentro do reservatório. Para viabilizar este sistema foram instalados cabos elétricos acoplados a equipamentos hidro-acústicos no campo de Argonauta O-Norte:

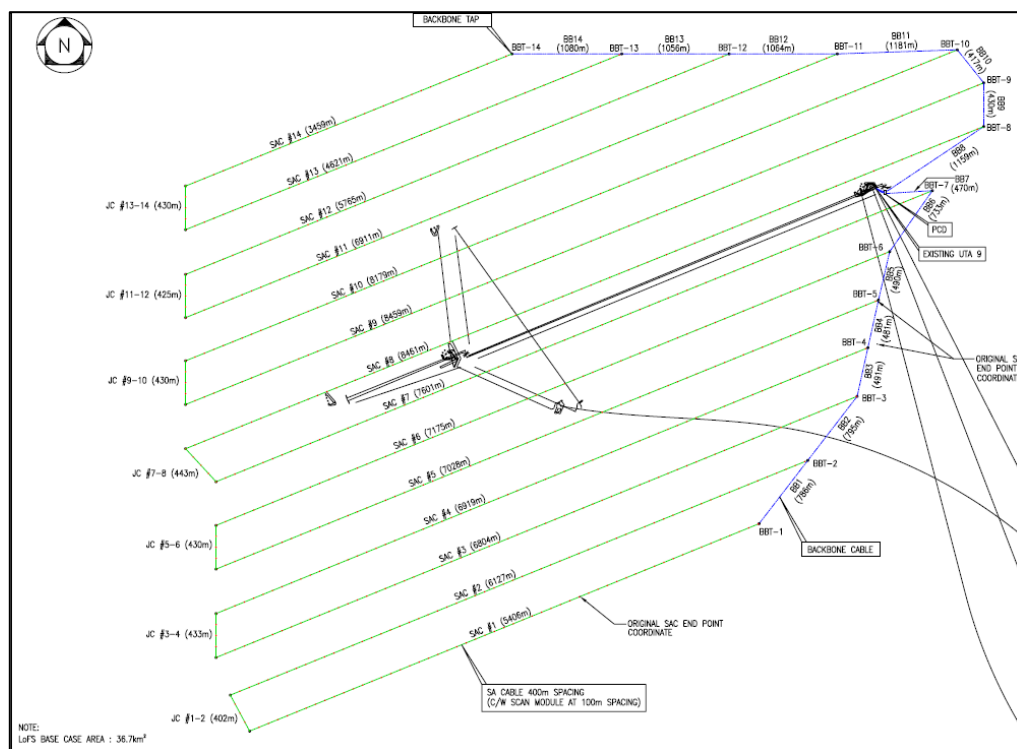


Figura 4.2.3.8: Detalhamento da malha do sistema de LOFS instalado em BC-10

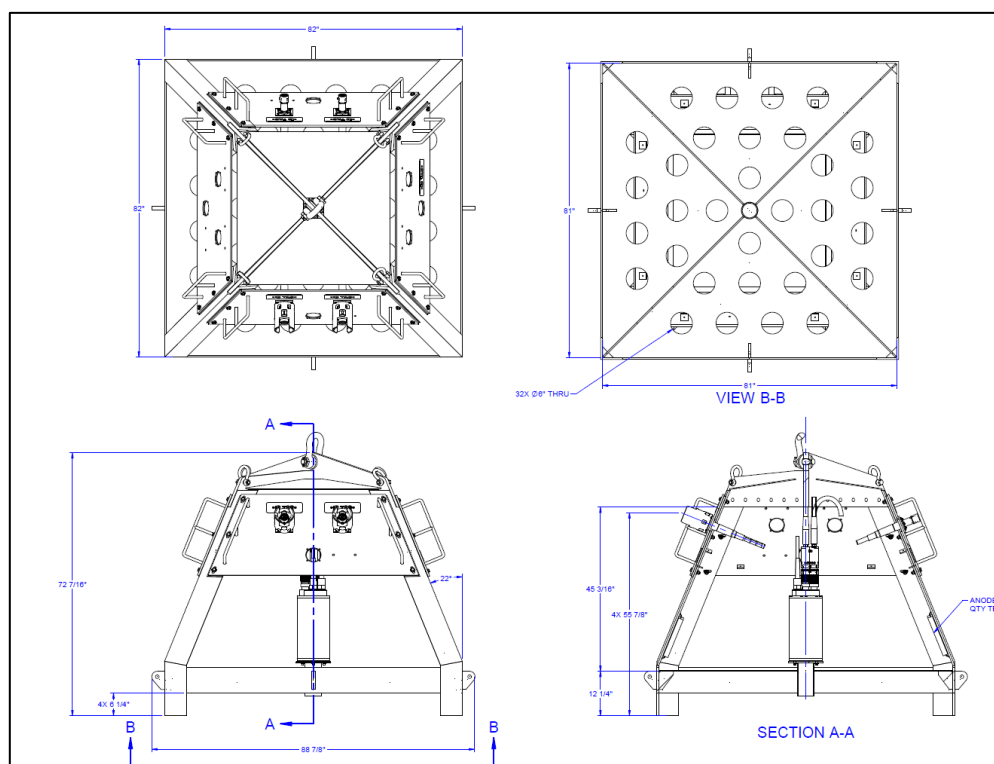


Figura 4.2.3.9: Estrutura de coleta de dados de LOFS instalado em BC-10

4.2.4 Grupo D) Equipamentos Submarinos

Os grandes equipamentos que compõem o sistema submarino do Bloco BC-10 são aqueles que possuem as principais funções de contenção, monitoramento e controle para permitir a produção segura de hidrocarbonetos nos campos de Ostra, Abalone e Argonauta. Os equipamentos compreendem Árvore de Natal, *manifolds* de produção, *manifolds* compactos, PLETs (*PipeLine End Termination*), *manifolds* de elevação artificial (ALM), Módulos de Bombeio (MOBO), MLP (Bomba alternativa), UTAs (*Umbilical Termination Assembly*) e *Parking Frames*.

As Árvore de Natal são os principais equipamentos para controle e monitoramento dos poços submarinos, sejam de produção, injeção de água, ou de injeção de gás. Nesses equipamentos temos as válvulas de controle principais do sistema, o sistema de controle pelo qual se realiza a comunicação e monitoramento do sistema submarino, leitura de sensores de temperatura e pressão, controle do regulador de vazão (*choke*) e medidor multifásico para leitura da composição da produção ou injeção de cada poço no Bloco BC-10.

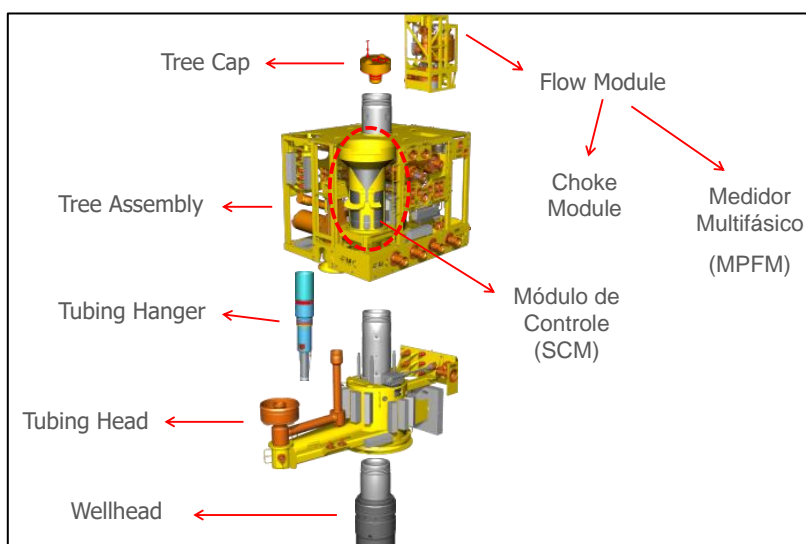


Figura 4.2.4.1: Exemplo de árvore de natal típica instalada em BC-10

Os *manifolds* de produção e os *manifolds* compactos funcionam como sistemas de coleta para receber a produção dos poços produtores e fazer a consolidação da produção para que a mesma seja então levada através das linhas de produção até o *manifold* de elevação artificial e então até o FPSO. A implementação desses sistemas permite uma simplificação no sistema submarino e a redução da quantidade de dutos a serem conectados à plataforma. A mesma lógica se aplica para os sistemas de injeção de água, só que ao invés

de coletar, este *manifold* é responsável por distribuir a água de injeção para os poços. Nas imagens abaixo é possível verificar o aspecto e as dimensões destes equipamentos.



Figura 4.2.4.2: Exemplo de *manifold* de produção instalado em BC-10

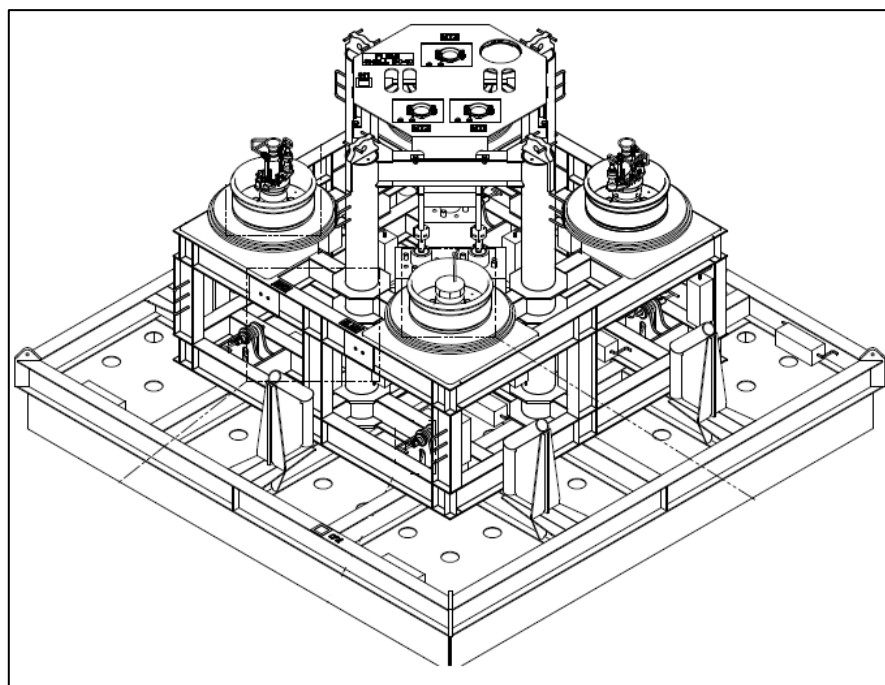


Figura 4.2.4.3: *Manifold* Compacto 1 instalado em BC-10

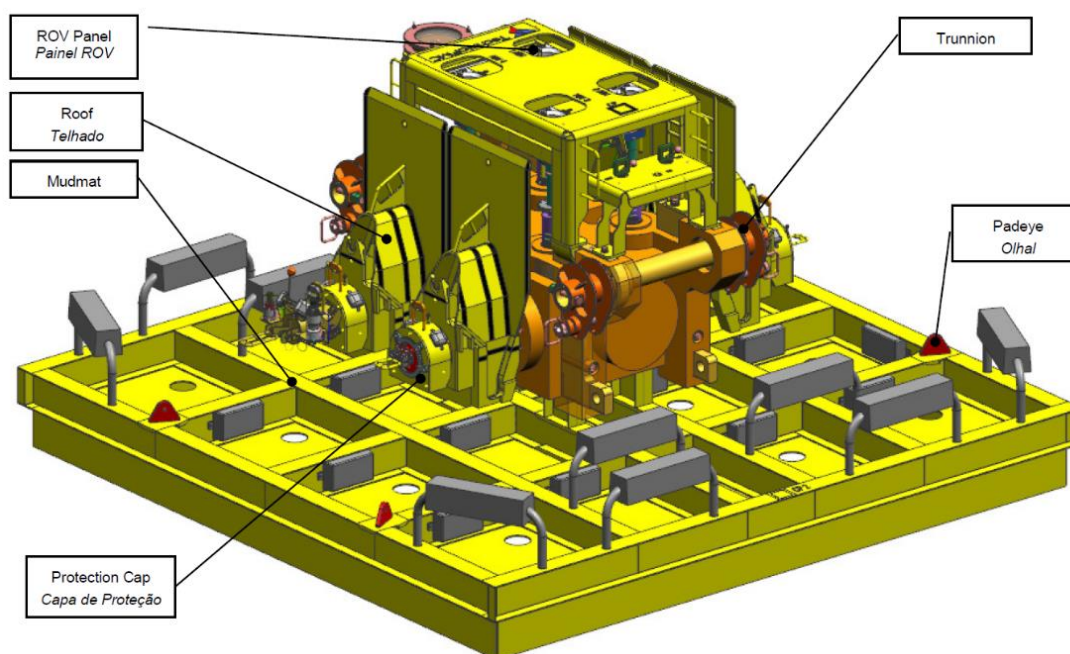


Figura 4.2.4.4: Manifold Compacto 2 instalado em BC-10

Os PLETs são equipamentos soldados aos dutos rígidos (flowlines) e servem como elemento de ligação entre os dutos rígidos e os demais equipamentos, como árvores de Natal ou *manifolds*. Essa interligação se dá através da instalação de *jumpers* rígidos ou flexíveis, apresentados anteriormente.

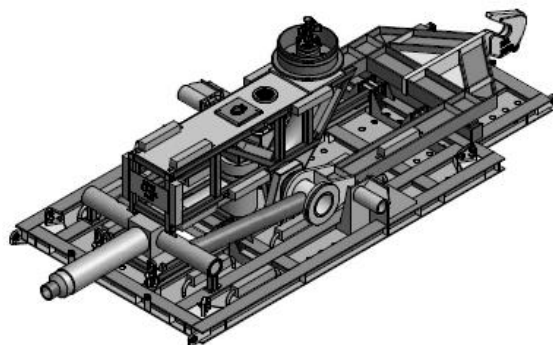


Figura 4.2.4.5: PLET simples instalado em BC-10

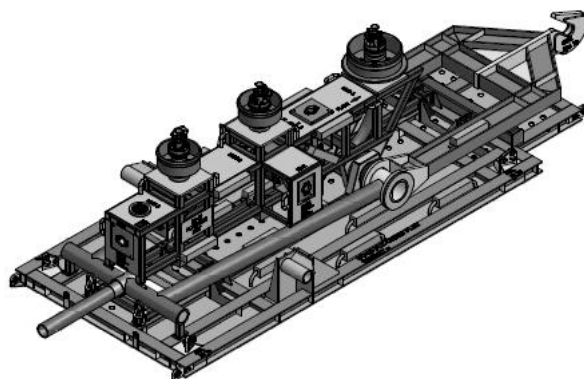
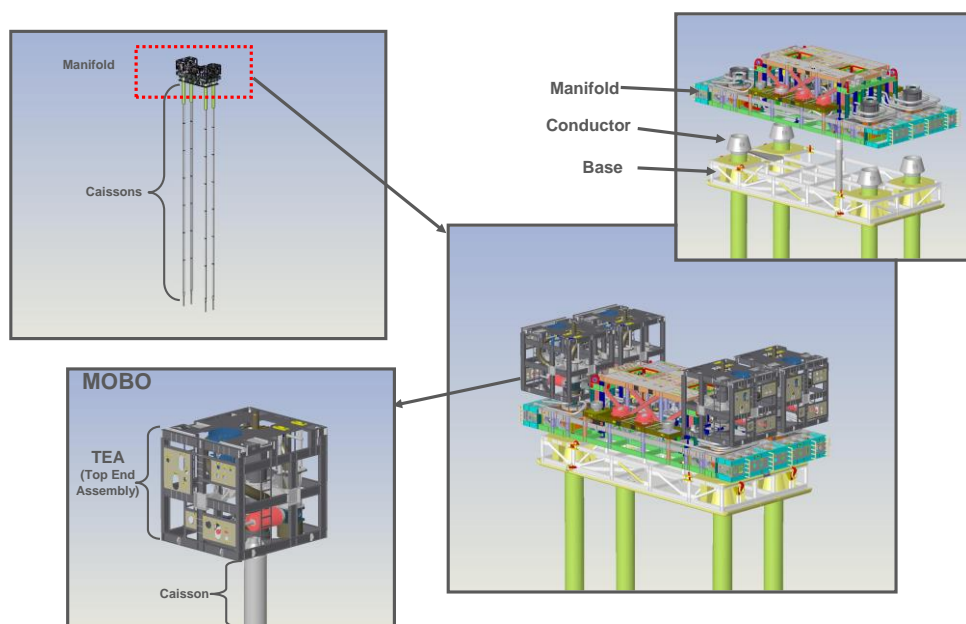


Figura 4.2.4.6: PLET para conexão de poços instalado em BC-10

Os *manifolds* de elevação artificial (ALM) possuem uma função essencial para o bloco BC-10 que é a de facilitar a elevação da produção dos campos de Argonauta, Abalone, Ostra e Massa, desde o leito marinho até o FPSO. Nestes *manifolds* encontram-se os MOBOs ou MLP, que são módulos responsáveis pelo bombeamento da produção de óleo e gás. Os MOBOs possuem bombas centrífugas submersas em seu interior usadas para elevar o fluido produzido. Em um dos ALMs do campo está instalada a MLP (*Mud Line Pump*), que é um sistema de bombeio que tem a mesma função do MOBO, mas com tecnologia e dimensões diferentes. As imagens abaixo dão uma visão geral dos equipamentos mencionados, e na próxima seção há uma tabela com as dimensões e pesos de cada equipamento.

Figura 4.2.4.7: Exemplo de *manifold* de elevação de 4 slots e 4 MOBOs instalado em BC-10.

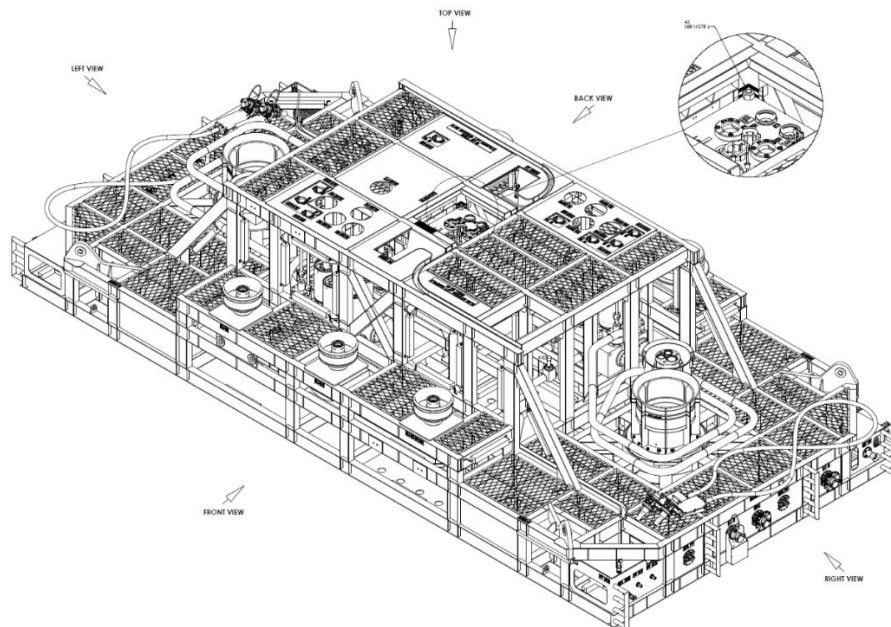


Figura 4.2.4.8: Manifold de elevação artificial de 2 slots instalado em BC-10, sem MOBos conectados.

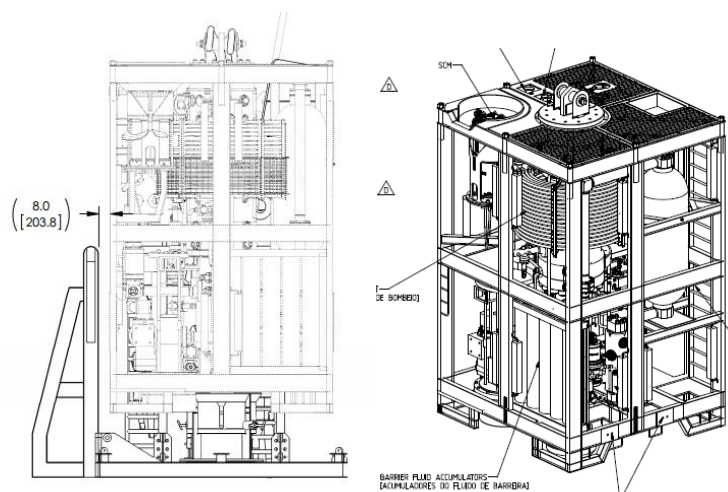


Figura 4.2.4.9: Desenhos da MLP instalada em BC-10.

As UTAs são estruturas utilizadas para viabilizar a distribuição dos controles e suprimentos elétricos, hidráulicos e químicos para o sistema submarino. Os umbilicais tem sua terminação na UTA, onde as Flying Leads descritos acima se conectam. A UTA pode ser um sistema modular, ou pode ser um bloco único. Abaixo é possível verificar o arranjo geral de uma estrutura como essa:

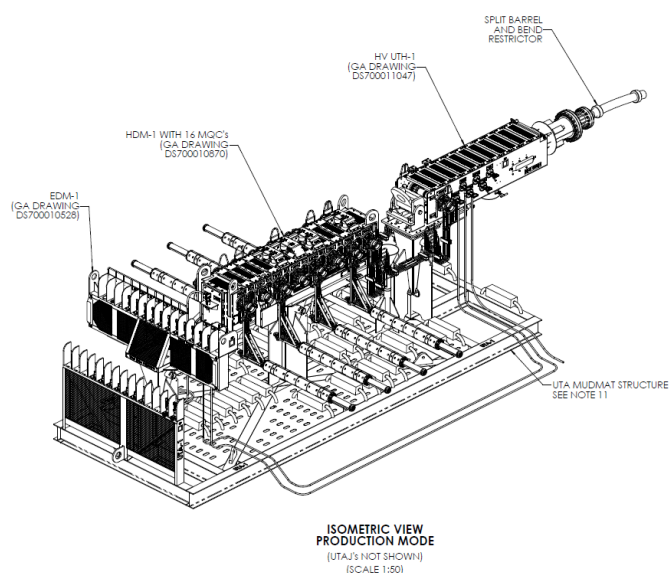


Figura 4.2.4.10: Exemplo de UTA instalada em BC-10

	Dimensões (metros)			Peso Molhado (MT)	Lâmina D'água (m)
	Largura	Comprimento	Altura		
PM1 – Manifold de Produção 1	8,0	6,8	5,0	81,61	1894
PM2 – Manifold de Produção 2	9,0	6,8	5,0	89,00	1890
PM3 – Manifold de Produção 3	8,0	6,8	5,0	79,61	1707
PM4 – Manifold de Produção 4	8,0	6,8	5,0	77,87	1652
PM5 – Manifold de Produção 5	9,0	6,8	5,0	93,61	1559
ALM1 – Manifold de Elevação Artifical 1	19,3	8,5	4,0	203,41	1895
4 MOBO's conectados a ALM1				108,75 cada	1895
ALM1 Fundação/mudmat	16,4	7,7	2,0	47,50	1895
ALM2 – Manifold de Elevação Artifical 2	18,0	8,5	4,0	121,8	1668
2 MOBO's conectados a ALM2				108,75 cada	1668
ALM2 Fundação/mudmat	15,8	7,2	2,1	29,23	1668
ALM3 – Manifold de Elevação Artifical 3	19,3	8,5	4,0	172,35	1707
4 MOBO's conectados a ALM3				108,75 cada	1707
ALM3 Fundação/mudmat	16,4	7,7	2,0	46,81	1707
Manifold Compacto 1	6,0	6,0	4,2	20,79	1668
Manifold Compacto 2	5,0	5,0	2,8	17,49	1640
PLT-WI1	4,6	11,3	3,0	29,0	1665
PLT-WI2	4,6	11,3	3,0	29,0	1665
PLT-WI3	4,6	11,3	3,0	36,0	1652
PLT-MWI1	7,0	11,3	3,0	50,0	1665
PLT-MWI2	7,0	11,3	3,0	50,0	1577

	Dimensões (metros)			Peso Molhado (MT)	Lâmina D'água (m)
	Largura	Comprimento	Altura		
PLT-A1	8,3	9,2	2,9	19,0	1894
PLT-A2	8,3	9,2	2,9	19,0	1894
PLT-A3	8,3	9,2	2,9	21,0	1928
PLT-A4	8,3	9,2	2,9	21,0	1928
PLT-B1	8,3	9,2	2,9	19,0	1668
PLT-B2	8,3	9,2	2,9	19,0	1668
PLT-C1	8,3	9,2	2,9	19,0	1890
PLT-C2	8,3	9,2	2,9	19,0	1890
PLT-C3	8,3	9,2	2,9	19,0	1894
PLT-C4	8,3	9,2	2,9	19,0	1894
PLT-C5	8,3	9,2	2,9	24,0	1895
PLT-C6	8,3	9,2	2,9	19,0	1895
PLT-C7	8,3	9,2	2,9	19,0	1895
PLT-GI1	8,3	9,2	2,9	20,0	1830
PLT-ON1	4,6	9,2	3,0	27,0	1707
PLT-ON2	4,6	9,2	3,0	27,0	1707
PLT-ON3	4,6	9,2	3,0	27,0	1707
PLT-ON4	4,6	9,2	3,0	27,0	1707
PLT-ON5	4,6	9,2	3,0	27,0	1652
PLT-ON6	4,6	9,2	3,0	27,0	1652
PLT-ON7	4,6	9,2	3,0	27,0	1652
PLT-ON8	4,6	9,2	3,0	27,0	1652
PLT-ON9	4,6	10,8	3,0	35,0	1640
PLT-ON10	4,6	10,8	3,0	35,0	1640
PLT-P3-1	7,0	8,5	3,0	30,0	1668
PLT-P3-2	7,0	8,5	3,0	30,0	1668
PLT-P3-3	7,0	11,3	3,0	57,0	1578
PLT-P3-4	7,0	8,5	3,0	30,0	1559
PLT-P3-5	7,0	8,5	3,0	30,0	1578
PLT-P3-6	7,0	8,5	3,0	30,0	1559
PLT-GE1	8,3	9,2	2,9	20,0	1197
UTA 1	4,0	9,9	3,7	19,4	1895
UTA 2	4,0	9,9	3,7	19,4	1895
UTA 3	4,0	4,6	2,4	6,4	1895
UTA 4	4,0	9,9	3,7	17,5	1890
UTA 5	4,0	4,6	2,4	6,4	1895
UTA 6	4,0	7,4	3,7	10,9	1928
UTA 7	4,0	9,9	3,7	19,4	1668

	Dimensões (metros)			Peso Molhado (MT)	Lâmina D'água (m)
	Largura	Comprimento	Altura		
UTA 8	4,0	9,9	3,7	19,4	1707
UTA 9	4,0	9,9	3,7	19,4	1707
UTA 10	4,0	4,9	2,3	6,4	1707
UTA 11	4,0	9,9	3,7	17,5	1652
UTA 12	4,0	4,6	2,3	6,4	1652
UTA 13	4,0	9,9	3,7	17,5	1642
UTA 14	4,0	7,4	3,7	10,9	1652
UTA 15	4,0	9,9	3,7	17,5	1665
UTA 16	4,0	4,6	2,4	6,4	1652
UTA 17	4,0	9,9	3,7	17,5	1652
UTA 18	4,0	7,4	3,7	11,0	1669
UTA 19	4,0	9,9	3,7	17,7	1581
UTA 20	4,0	4,6	3,3	6,8	1578
UTA 21	4,0	9,9	3,7	17,7	1560
UTA 22	4,0	4,6	3,3	6,8	1668
UTA 23	4,0	7,4	3,5	11,0	1580
Transponder Frames (73)	3,0	3,0	3,5	1,5	Several

Tabela 4.2.4.1 – Consolidação de equipamentos submarinos com dimensões, pesos e profundidade

4.2.5 Grupo E) Sistema de Ancoragem

O sistema de ancoragem para o FPSO ES está detalhado na seção 3.2.3 deste documento, mas segue abaixo alguns desenhos que podem dar uma identificação visual dos principais elementos do sistema de ancoragem:

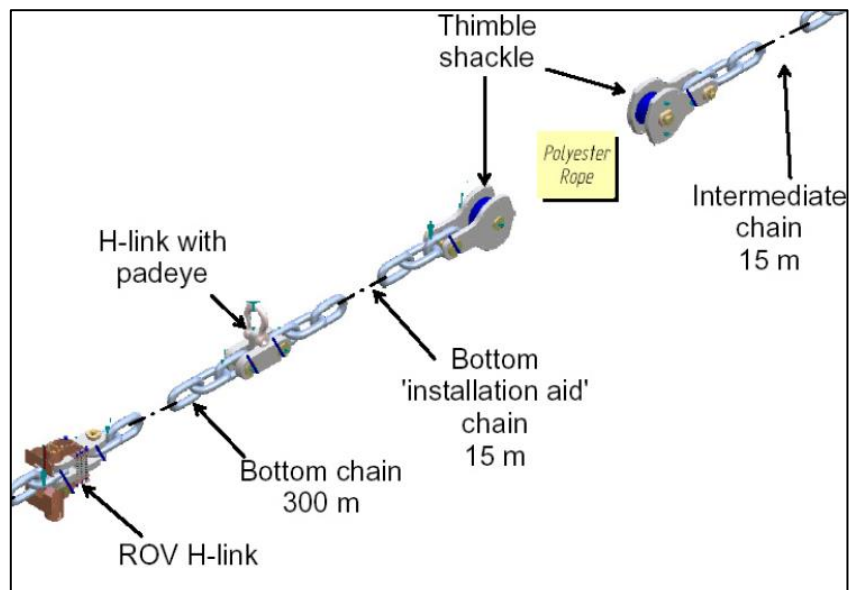


Figura 4.2.5.1: Arranjo típico das amarras instaladas no FPSO ES

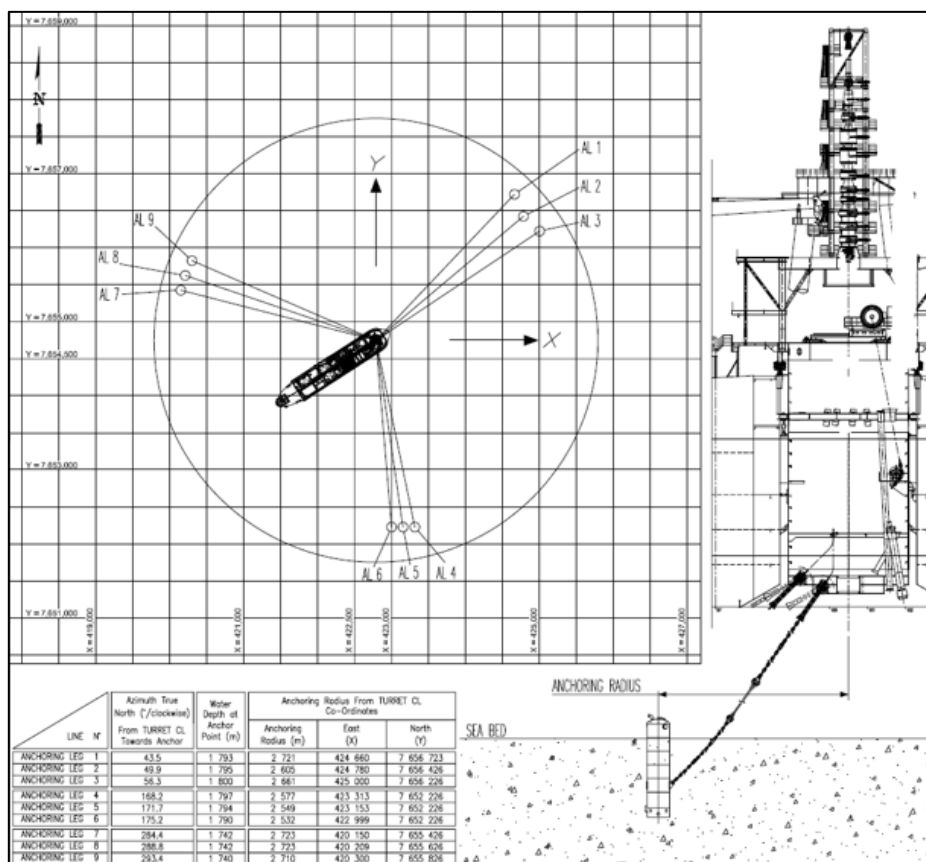


Figura 4.2.5.2: Desenho com arranjo geral das amarras instaladas no FPSO ES

Mooring Leg Particulars

Bundle designation		Bundle 1 (legs 1-3)	Bundle 2 (legs 4-6)	Bundle 3 (legs 7-9)
TOP CHAIN SEGMENT				
Type	-	Studless chain	Studless chain	Studless chain
Nominal length	m	185.7 / 192.2 / 189.7	170 / 187 / 168.5	192.7 / 194.7 / 180.7
Grade	-	R3S	R3S	R3S
Diameter	mm	114.3	114.3	114.3
Minimum B.L. (new)	kN	11339	11339	11339
MBL after 20 years	kN	9987	9987	9987
Axial stiffness	MN	1015	1015	1015
TOP POLYESTER SEGMENT				
Type	-	Polyester	Polyester	Polyester
Length (after stretching)	m	1120 / 1020 / 1070	1020 / 980 / 980	1090
Diameter	mm	192	192	192
Minimum B.L.	kN	10132	10132	10132
Post-installation stiffness	MN	15 x MBL	15 x MBL	15 x MBL
Storm stiffness	MN	35 x MBL	35 x MBL	35 x MBL
INTERMEDIATE CHAIN SEGMENT				
Type	-	Studless chain	Studless chain	Studless chain
Nominal length	m	15	15	15
Grade	-	R3S	R3S	R3S
Diameter	mm	114.3	114.3	114.3
Minimum B.L. (new)	kN	11339	11339	11339
MBL after 20 years	kN	9987	9987	9987
Axial stiffness	MN	1015	1015	1015
BOTTOM POLYESTER SEGMENT				
Type	-	Polyester	Polyester	Polyester
Length (after stretching)	m	1600	1600	1600
Diameter	mm	192	192	192
Minimum B.L.	kN	10132	10132	10132
Post-installation stiffness	MN	15 x MBL	15 x MBL	15 x MBL
Storm stiffness	MN	35 x MBL	35 x MBL	35 x MBL
BOTTOM CHAIN SEGMENT				
Type	-	Studless chain	Studless chain	Studless chain
Nominal length	m	330	330	330
Grade	-	R3S	R3S	R3S
Diameter	mm	114.3	114.3	114.3
Minimum B.L. (new)	kN	11339	11339	11339
MBL after 20 years	kN	9987	9987	9987
Axial stiffness	MN	1015	1015	1015

Tabela 4.2.5.1: Tabela com o detalhamento das amarras do sistema de ancoragem do FPSO

4.3 Descrição das Alternativas de Descomissionamento

A avaliação das alternativas de descomissionamento será feita considerando as seguintes alternativas básicas para cada um dos grupos descritos na Seção 4.2:

Alternativa 1 – remoção total

Alternativa 2 – remoção parcial

Alternativa 3 – permanência *in situ*

Poderão haver múltiplas opções dentro de uma alternativa (por exemplo, diferentes metodologias de remoção ou diferentes configurações de remoção parcial), conforme observado abaixo.

4.4 Estudo de Comparação das Alternativas de Descomissionamento Considerando os Critérios Técnico, Ambiental, Social, de Segurança e Econômico

Conforme estabelecido na Resolução ANP N°. 817/2020, no descomissionamento de instalações marítimas, as instalações deverão ser removidas da área sob contrato (Anexo 1, Seção 3.1). Entretanto, a referida resolução admite a possibilidade de remoção parcial ou permanência definitiva *in situ* em caráter de exceção, desde que atendidos os requisitos normativos aplicáveis e devidamente justificada.

A análise foi realizada por meio de método qualitativo, considerando a comparação de alternativas de descomissionamento com base nos critérios técnico, ambiental, social, de segurança e econômico. Foi realizada uma avaliação grupo por grupo das alternativas de descomissionamento para o sistema submarino BC-10, seguindo a convenção de nomenclatura descrita na Seção 4.3. A análise das alternativas começou avaliando a forma como cada grupo de equipamentos foi instalado. Portanto, foi uma suposição lógica avaliar inicialmente a remoção na ordem inversa daquela utilizada para a instalação de cada equipamento. Em certos casos, esta metodologia pode e deve ser aplicada, especialmente para equipamentos pequenos que apresentam riscos de segurança baixos e gerenciáveis para o pessoal e demais equipamentos envolvidos. Porém, antes de qualquer operação, é importante realizar uma revisão criteriosa, através de uma análise de risco, da mesma forma que foi feito para a etapa da instalação.

Com base no entendimento acima, foi realizada uma avaliação caso a caso das opções de remoção para todos os equipamentos descritos na Seção 4.2. A análise é apresentada na íntegra no Anexo VIII (“Avaliação Comparativa das Alternativas de Descomissionamento”) no entanto, as propostas são resumidas abaixo e os detalhamentos da execução do descomissionamento serão apresentados no PDI Executivo do Sistema Submarino.

Grupo A: Linhas Rígidas (*Risers* e *Flowlines*)

Proposta de Descomissionamento de Flowlines Rígidos

Com base nos desafios técnicos, incertezas de integridade e riscos de segurança relacionadas com os métodos de instalação reversa e remoção de reboque discutidos, bem como a duração extrema do método de corte e içamento (podendo levar décadas em uma única campanha, com utilização de uma embarcação), o que leva a custos extremos associados e a riscos prolongados para os trabalhadores (mesmo que considerado gerenciável), propõe-se que as flowlines rígidas de BC-10 sejam descomissionadas com permanência definitiva *in situ* (Alternativa 3). Uma estimativa de custo da remoção de flowlines rígidas através do método de corte e elevação, para apoiar a alternativa proposta, é apresentada no Anexo VIII.

Proposta de Descomissionamento dos Risers Rígidos

Com base nos desafios técnicos, incertezas de integridade e riscos de segurança relacionadas com os métodos de remoção de instalação reversa, bem como as durações extremas, custos associados e risco prolongado do método de remoção de corte e içamento, conforme apresentado no Anexo VIII, a proposta para os risers rígidos do Bloco BC-10 é um *lay down* guiado de risers no fundo marinho, com recuperação de módulos de fluviabilidade e descomissionamento com permanência definitiva *in situ* do duto riser (Alternativa 3).

Grupo B: Umbilicais (seções estáticas e dinâmicas)

Proposta de Descomissionamento de Umbilicais Estáticos

A análise da remoção dos umbilicais estáticos indica que a remoção é tecnicamente viável, não representa riscos inaceitáveis aos trabalhadores e não causa impactos injustificáveis.

Dessa forma, é proposta a remoção total dos segmentos umbilicais estáticos (Alternativa 1).

Proposta de Descomissionamento de Umbilicais Dinâmicos

A análise da remoção dos umbilicais dinâmicos indica que a remoção é tecnicamente viável, não representa riscos inaceitáveis aos trabalhadores e não causa impactos injustificáveis.

BC10D-SHL-000-CR-PLN-0001-POR	- 95 -	Restrito
-------------------------------	--------	----------

Dessa forma, é proposta a remoção total dos segmentos umbilicais dinâmicos (Alternativa 1).

Grupo C: Jumpers Rígidos, Jumpers Flexíveis e Flying Leads

Proposta de Descomissionamento de Jumpers Rígidos, Jumpers Flexíveis e Flying Leads

Dada a avaliação discutida, a opção proposta é realizar a remoção total de jumpers rígidos, jumpers flexíveis, flying leads hidráulicos (HFL e SFL) e flying leads elétricos (EFL), incluindo equipamentos do sistema LOFS.

Grupo D: Equipamento Submarino

Proposta de Descomissionamento de Equipamentos Submarinos

A alternativa proposta para o Grupo D é realizar uma remoção parcial (Alternativa 2) que visa coletar os itens removíveis dos *Manifolds* de Produção, *Manifolds* de Elevação Artificial e alguns PLETs cujas dimensões e peso representem um risco à equipe das embarcações, e remoção completa dos demais equipamentos como MLP, *Manifolds* Compactos, Transponder Frame, PLETs e UTAs usando MPSVs e MOBOs usando plataformas de perfuração.

Quanto à superestrutura e respetivos sub-bases dos *Manifolds* de Produção e *Manifolds* de Elevação Artificial, propõe-se o seu descomissionamento com permanência definitiva *in situ*, dada a complexidade técnica da remoção destes equipamentos, a carga incerta sobre o guindaste e o risco de segurança associado à execução desta operação.

Grupo E: Sistema de Ancoragem

Proposta de Descomissionamento do Sistema de Ancoragem

Diante dos riscos identificados na recuperação das estacas de sucção, propõe-se a remoção parcial, onde todas as nove linhas de ancoragem, incluindo as três seções de corrente e ambas as seções de poliéster inferior e superior das do sistema são removidas após a desconexão do FPSO, e as estacas de sucção e a parte enterrada das correntes de fundo

BC10D-SHL-000-CR-PLN-0001-POR	- 96 -	Restrito
-------------------------------	--------	----------

(até o elo H-link do ROV, apresentado na figura 4.2.5.1) são descomissionadas com permanência definitiva *in situ*.

A fim de reduzir a exposição à riscos, buscando uma redução do número de navios que trabalham na mesma área, propõe-se o abandono temporário dos nove cabos de amarração no fundo do mar para posterior remoção. Isso também permitirá uma retirada mais rápida do FPSO, bem como uma retirada mais eficiente dos cabos de amarração posteriormente, uma vez que não haverá outras embarcações no mesmo local.

Pelas mesmas razões descritas acima, a SBPL propõe também que as estacas de sucção dos dutos rígidos, incluídas no escopo do descomissionamento do Bloco BC-10, bem como as seções a elas conectadas, sejam descomissionadas com permanência definitiva *in situ*, ou seja, permaneçam no fundo do mar.

5.0 PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES

5.1 Poços

Após o término da produção do Bloco BC-10, os poços serão fechados e adequadamente protegidos contra a formação de hidratos. Os 33 poços do Bloco BC-10 serão posteriormente abandonados definitivamente (Plug & Abandon – P&A) seguindo as exigências do SGIP e de acordo com as normas aplicáveis da SBPL. Mais detalhes sobre o abandono dos poços serão incluídos quando o PDI Executivo de Sistemas Submarinos for emitido.

Caso existam poços com algum problema de integridade, serão feitas intervenções para reconstituição do conjunto conjunto de barreiras antes da saída do FPSO do local

Ressalta-se que a retirada do FPSO não impedirá o cumprimento dos requisitos de integridade de poços do SGIP, pois o abandono definitivo dos poços será feito no prazo de 3 anos, conforme cronograma do PDI constante do item 5.4, prazo em quais o monitoramento de poços não é necessário.

5.2 Demais Instalações

5.2.1 FPSO ES

O conceito do descomissionamento do FPSO ES, que envolve sua desconexão e reciclagem, deverá seguir as seguintes etapas:

A) Abandono Temporário dos Poços

Após o encerramento da produção, intervenções necessárias para cumprir o que está disposto no SGIP serão executadas e os poços serão colocados em estado de abandono temporário, garantindo a preservação das suas condições de acesso até o momento do abandono permanente.

Para cada sistema de produção de BC-10, será necessário fazer o isolamento do *manifold* de produção, em preparação para a desconexão dos *risers* e umbilicais. Estas operações ocorrerão antes da desconexão do FPSO, deixando cada poço isolado dos sistemas de

BC10D-SHL-000-CR-PLN-0001-POR	- 98 -	Restrito
-------------------------------	--------	----------

produção. Esse procedimento demonstra a independência entre os escopos de desconexão do FPSO e restante da campanha de abandono de poços do Bloco BC-10.

B) Limpeza do Sistema Submarino

Todo sistema de produção de BC-10 foi construído de forma que seja possível a circulação e retorno de fluidos para o FPSO. Desta forma, antes de qualquer operação de descomissionamento de instalações submarinas, uma lavagem completa do sistema submarino será realizada, partindo do FPSO e retornando ao FPSO. Será possível demonstrar a eficácia desta limpeza com a amostragem da água retornando para a plataforma e medições periódicas de teor de óleos e graxas (TOG), indicado em 3 amostras coletadas em intervalo de 30 min, que todas as amostras estarão enquadradas no critério inferior a 15 ppm de TOG.

Quando da desconexão submarina das linhas para abandono, haverá apenas a liberação de água do mar com TOG de, no máximo, 15 ppm.

A água oleosa que será resultante do processo de lavagem, ao retornar para o FPSO, será tratada para então ser descartada, uma vez enquadrada no critério operacional.

C) Limpeza dos Tanques de Carga, Planta de Produção e Sistemas de Marinha do FPSO, Incluindo Remoção de NORM

Os tanques de carga do FPSO serão lavados, purgados com gás inerte e posteriormente ventilados, para que fiquem livres de hidrocarbonetos e permitam a entrada segura de profissionais para realizar a limpeza pré-desconexão. A gestão de NORM (Materiais Radioativos de Ocorrência Natural) durante a preparação para o descomissionamento será realizada de acordo com os requisitos recomendados pelo Plano de Gestão de NORM da SBPL e pelo Plano de Transporte de Material Radioativo (NORM), autorizado pela CNEN, conforme vem sendo realizado durante o período de produção.

Todo efluente gerado pela limpeza de tanques deverá receber o tratamento adequado para que seja enquadrado em um TOG de até 15 ppm antes de seu descarte.

A planta de produção e os sistemas marítimos do FPSO serão drenados e colocados em condições livres de hidrocarbonetos. Da mesma forma que nos tanques de carga, caso seja detectado NORM na planta de produção, ele será tratado como resíduo contaminado com

radioatividade, seguindo todas as exigências dos planos aprovados pela CNEN, como tem sido feito durante o período de produção.

A limpeza dos tanques de carga e da planta de processo, em preparação para a liberação do FPSO ES, envolve operações que podem ser realizadas de forma independente e sem prejuízo das próximas atividades do projeto, sem implicar riscos e impactos injustificáveis ao descomissionamento das instalações do Bloco BC-10.

D) Desconexão do FPSO

Conforme já apresentado neste documento, propõe-se a desconexão dos *risers*, umbilicais e linhas de amarração da seguinte maneira:

Desconexão dos *risers*

Os *risers* serão desconectados e, como descrito no presente documento, é proposto que sejam depositados permanentemente no fundo marinho.

Desconexão dos umbilicais

Os umbilicais serão desconectados e recuperados sem deposição temporária no leito marinho. Cada umbilical será recolhido de forma integral (trechos estático e dinâmico) com o respectivo UTA. A desconexão será realizada entre o UTA e *Flying Leads*, com apoio de ROV.

Desconexão das linhas de amarração

As linhas de amarração serão desconectadas e depositadas temporariamente no leito marinho. Em outra campanha, a conexão das amarras acima da estaca de sucção será desconectada no ROV-Link e a linha de amarração recuperada.

Mais detalhes sobre a desconexão do FPSO serão apresentados no PDI Executivo do FPSO.

E) Reboque do FPSO

Posteriormente à desatracação, durante o reboque do FPSO Espírito Santo para seu arrendamento definitivo, seja para um ativo fora do BC-10, lay up, ou para o estaleiro onde será realizada a reciclagem do FPSO, será escolhida uma rota que minimize o risco de propagação de coral-sol, com a devida aprovação dos órgãos reguladores competentes, quando aplicável.

F) Destinação do FPSO – Reutilização ou Reciclagem

Após o cumprimento bem-sucedido do escopo de descomissionamento offshore acordado com a SBPL, e posterior desconexão, o FPSO Espírito Santo será rebocado para fora do local, para, conforme determinação da SBM, proprietária do FPSO, as seguintes finalidades: i) reaproveitamento em outro ativo, fora do BC-10; ii) lay up; iii) ou levados a um estaleiro para reciclagem. Esta decisão deverá ser tomada pela SBM futuramente. No caso de reciclagem, a plataforma será rebocada até um estaleiro, no Brasil ou no exterior, para a reciclagem segura e ambientalmente correta da unidade de acordo com as normas trabalhistas, de segurança e ambientais do país onde o estaleiro está localizado e acordos internacionais, quando aplicável, bem como a política de reciclagem responsável da SBM.

5.2.2 Descomissionamento do Sistema Submarino

A proposta de remoção encontra-se detalhada no item 4.4 deste documento. Os detalhes sobre a execução das atividades acima serão incluídos quando da emissão do PDI Executivo do Sistema Submarino.

5.3 Informações Específicas

A única unidade de produção associada ao Bloco BC-10 é o FPSO ES. O detalhamento das atividades do descomissionamento fará parte do PDI Executivo, uma vez que certas definições ainda dependem de avaliações de potenciais estaleiros locais e internacionais e da análise dos requerimentos regulatórios de outros países onde esses estaleiros estão localizados.

Entretanto, pode ser adiantado que, independentemente da destinação final da unidade de produção, não haverá desmontagem *offshore*, uma vez que se trata de um FPSO, e não de uma plataforma fixa.

5.4 Cronograma

O cronograma preliminar das principais etapas da execução do descomissionamento de BC-10 é mostrado abaixo. O término de produção de BC-10 está previsto para acontecer em Dezembro de 2028. O descomissionamento completo dos campos deverá ser realizado

entre Janeiro de 2029 e Junho de 2031. O cronograma detalhado será incluído nos PDIs Executivos.

5.4.1 Descomissionamento do FPSO ES

Atividade	Início Previsto	Término Previsto
Aprovação esperada do PDI Conceitual	Junho 2025	
Submissão do PDI Executivo do FPSO (caso haja concordância com a proposta feita para aprovação parcial do descomissionamento do FPSO)	Dezembro 2025	
Aprovação esperada do PDI Executivo do FPSO (caso haja concordância com a proposta feita para aprovação parcial do descomissionamento do FPSO)	Dezembro 2026	
Processo de contratação de fornecedores, após aprovação do PDI Executivo do FPSO	Janeiro 2027	Dezembro 2027
Elaboração de projeto detalhado de engenharia, procedimentos executivos, mobilização de recursos (equipamento, embarcações e pessoal) e preparação para as atividades de descomissionamento do FPSO.	Janeiro 2028	Dezembro 2028
Encerramento da produção	Dezembro 2028	
Limpeza dos <i>risers</i> , <i>flowlines</i> , umbilicais, linhas de exportação de gás e demais equipamentos submarinos	Janeiro 2029	Julho 2029
Desconexão dos <i>risers</i> , umbilicais e linhas de amarração do FPSO (incluindo mobilização das embarcações)	Agosto 2029	Dezembro 2029
Saída do FPSO da locação	Dezembro 2029	

5.4.2 Descomissionamento do Sistema Submarino

Atividade	Início Previsto	Término Previsto
Aprovação esperada do PDI Conceitual	Junho 2025	
Submissão do PDI Executivo do Sistema Submarino (caso haja concordância com a proposta feita para aprovação parcial do descomissionamento do FPSO)	Junho 2026	
Aprovação esperada do PDI Executivo do Sistema Submarino	Junho 2027	
Finalização do processo de contratação de fornecedores, após aprovação do PDI Executivo de Sistemas Submarinos	Julho 2027	Junho 2028
Elaboração de projeto detalhado de engenharia, procedimentos executivos e preparação para as atividades de descomissionamento do sistema submarino	Julho 2028	Junho 2029
Janela de execução do escopo de descomissionamento do sistema submarino (considerando início após conclusão da desconexão do FPSO)	Janeiro 2030	Junho 2031

5.4.3 Abandono dos Poços

Os poços serão abandonados permanentemente em campanhas a serem realizadas de modo a respeitar os prazos estabelecidos na Resolução ANP no 46/2016 (SGIP). A janela de execução prevista é mostrado a seguir:

Atividade	Início Previsto	Término Previsto
Janela de execução para o abandono permanente de todos poços	Junho 2029	Junho 2031

BC10D-SHL-000-CR-PLN-0001-POR	- 103 -	Restrito
-------------------------------	---------	----------

5.5 Estimativa de Custo

A estimativa de custos para descomissionamento das instalações do BC-10 será apresentada no PDI Executivo, conforme definido na Resolução ANP 817/2020, e refletida no Programa Anual de Trabalho (PAT). Essa estimativa será baseada nos conceitos apresentados no C-PDI, após aprovação pelos Órgãos Reguladores envolvidos.

6.0 ESTUDOS E PLANOS ASSOCIADOS

6.1 Memorial Descritivo do Projeto de Auxílio à Navegação

As informações necessárias com relação ao projeto de auxílio à navegação, incluindo rotas de navegação do FPSO, serão apresentadas no PDI Executivo do FPSO. A SBPL reitera que a documentação requerida pela Marinha na NORMAM-303/DPC, e listada abaixo, será apresentada nos PDIs Executivos, quando aplicável:

- Plantas de localização e situação em formato compatível com sistemas CAD
- Detalhamento das atividades de descomissionamento
- Memorial descritivo das linhas submarinas
- Projeto de sinalização da área de acordo com a NORMAM-17/DHN
- ART dos Engenheiros responsáveis pelos projetos
- Cópia integral das apólices de seguro (P&I, Casco e Máquinas)
- Certificados emitidos pela sociedade classificadora comprovando as condições de fluviabilidade, estanqueidade e estabilidade.

O comprovante de pagamento da GRU, para início do processo de descomissionamento junto à Capitania dos Portos do Espírito Santo, referente à análise deste PDI Conceitual, seguirá em anexo a este documento, assim como o requerimento do interessado (anexo 2-B, da NORMAM-303/DPC).

6.2 Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento

Uma proposta inicial do Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento para o Bloco de BC-10 será apresentada em cada PDI Executivo, a ser encaminhado à ANP, Marinha e IBAMA após a aprovação deste PDI Conceitual. Conforme definido pela Resolução ANP N° 817/2020, o Plano de Monitoramento deverá ter sua elaboração baseada em risco e, desta forma, seu escopo e cronograma de implementação somente poderão ser propostos após uma definição clara de todas as atividades que serão realizadas para o descomissionamento do bloco.

7.0 ESTUDOS AMBIENTAIS

Conforme informado neste documento, estão em desenvolvimento Estudos de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) e de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais (AGRA) para as atividades de descomissionamento propostas neste PDI Conceitual, que serão submetidos aos reguladores assim que finalizados, de forma complementar a este documento.

No item caracterização e avaliação de alternativas do descomissionamento (Item 4.0) foram introduzidos dois estudos apresentados em anexo, como subsídio ao critério ambiental da análise comparativa:

- Caracterização do fundo marinho da região do Bloco BC-10 (Anexo IX)
- Caracterização da bioincrustação no FPSO ES, com foco em coral-sol (Anexo X)

8.0 ANEXOS

Número	Descrição
Anexo I	Licenças Ambientais
Anexo II	Inventário de Poços
Anexo III	Descrição da Unidade Marítima (DUM – SGSO)
Anexo IV	Inventário de Dutos
Anexo V	Inventário de Equipamentos Submarinos
Anexo VI	Mapa de Localização e Infraestrutura do Sistema de Produção
Anexo VII	Diagrama Unifilar
Anexo VIII	Avaliação Comparativa das Alternativas de Descomissionamento (CONFIDENCIAL)
Anexo IX	Caracterização de fundo marinho do Bloco BC-10
Anexo X	Caracterização da bioincrustação no FPSO Espírito Santo - foco em coral sol

Anexo I

PDI Conceitual de BC-10

Licenças Ambientais



Serviço Público Federal
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

LICENÇA PRÉVIA Nº 252/2007

O PRESIDENTE SUBSTITUTO DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, designado pela Portaria nº 97, de 02 de maio de 2007, publicado no Diário Oficial da União de 03 de maio de 2007, no uso das atribuições que lhe confere o art. 24 do Anexo I do Decreto nº 4.756, de 20 de junho de 2003, que aprovou a Estrutura Regimental do Ibama, publicado no D.O.U de 23 de junho de 2003, e o art. 8º do Regimento Interno aprovado pela Portaria GM/MMA nº 230, de 14 de maio de 2002, republicada no D.O.U de 21 de junho de 2002; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença Prévia à:

EMPRESA: Shell Brasil Ltda.

CNPJ: 33.453.598/0001-23

ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200/Bloco 6 – 3º andar

CEP: 22.640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 3984-7000 **FAX:** (21) 3984-7882

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.003007/05.

Relativa ao Sistema de Produção de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, a cerca de 120 km da costa do Espírito Santo, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 2.000 m.

Esta Licença Prévia terá vigência até o dia 2 de agosto de 2011.

A validade desta Licença Prévia 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.

Brasília, DF, 06 AGO 2007


BAZILEU ALVES MARGARIDO NETO

Presidente do IBAMA

Substituto

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA PRÉVIA Nº 252/2007

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

- 1.1 A concessão desta Licença Prévia deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, 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 no prazo de até 60 (sessenta) dias antes de expirada a sua vigência.
- 1.5 Esta licença não autoriza a instalação do empreendimento ou a realização de perfurações.

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

- 2.1 Esta Licença Prévia atesta a viabilidade ambiental do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, aprovando sua localização e concepção, conforme descrito no Estudo de Impacto Ambiental e suas complementações.
- 2.2 Para a emissão das licenças subseqüentes para as atividades de instalação, perfuração e produção, será necessário o atendimento das solicitações pertinentes, constantes do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 230/07.
- 2.3 Firmar, antes da emissão de Licença de Instalação, junto a Secretaria Executiva da Câmara de Compensação Ambiental do IBAMA, termo de compromisso para o cumprimento das medidas compensatórias, previstas no Art. 36, da Lei Nº 9.985/00, decorrente do significativo impacto ambiental identificado no processo de licenciamento.



Serviço Público Federal
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 461/2007

O PRESIDENTE SUBSTITUTO DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, designado pela Portaria nº 97, de 02 de maio de 2007, publicado no Diário Oficial da União de 03 de maio de 2007, no uso das atribuições que lhe confere o art. 24 do Anexo I do Decreto nº 4.756, de 20 de junho de 2003, que aprovou a Estrutura Regimental do Ibama, publicado no D.O.U de 23 de junho de 2003, e o art. 8º do Regimento Interno aprovado pela Portaria GM/MMA nº 230, de 14 de maio de 2002, republicada no D.O.U de 21 de junho de 2002; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença de Instalação à:

EMPRESA: Shell Brasil Ltda.

CNPJ: 33.453.598/0001-23

ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200/Bloco 6 – 3º andar

CEP: 22.640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 3984-7000 **FAX:** (21) 3984-7882

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.003007/05.

autorizando as operações de "Instalação do Sistema de Pré-Ancoragem da Plataforma Arctic I" e "Instalação das Bases de Assentamento dos Manifolds e Condutores dos poços" no âmbito do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, a cerca de 120 km da costa do Espírito Santo, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 2.000 m.

Esta Licença de Instalação terá vigência até o dia 16 de agosto de 2009.

A validade desta Licença de Instalação 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.

Brasília, DF, 11 SET 2007

BAZILEU ALVES MARGARIDO NETO

Presidente do IBAMA

Substituto

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 461/2007

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

- 1.1 Esta Licença de Instalação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, 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 da atividade 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 no prazo de até 60 (sessenta) dias antes de expirada a sua vigência.
- 1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar impacto ambiental.

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

- 2.1 Esta Licença de Instalação autoriza as operações de "Instalação do Sistema de Pré-Ancoragem da Plataforma Arctic I" e "Instalação das Bases de Assentamento dos *Manifolds* e Condutores dos poços", no âmbito do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, conforme descrito nos documentos encaminhados pela SHELL constantes do processo IBAMA 02022.003007/05.
- 2.2 Esta licença não autoriza a instalação do restante do Sistema de Produção, nem a realização de perfurações, para o que deverão ser solicitadas licenças específicas, bem como atendidas as solicitações pertinentes constantes do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 230/07.
- 2.3 Informar as datas do início e do término das atividades de instalação, em um prazo máximo de 5 dias a partir do ocorrido.
- 2.4 Implantar, imediatamente, os projetos ambientais aprovados e apresentar, ao final das atividades de instalação, relatórios das instalações realizadas e de cada um dos seguintes projetos ambientais, atendendo às diretrizes constantes no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 249/07:
 - Relatório de Instalação;*
 - Projeto de Controle de Poluição;*
 - Projeto de Comunicação Social;*
 - Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores.*
- 2.5 Os resíduos gerados durante a atividade de instalação não poderão ser queimados a céu aberto.
- 2.6 Firmar, em até 90 dias, junto à Secretaria Executiva da Câmara de Compensação Ambiental do IBAMA, Termo de Compromisso para o cumprimento das medidas compensatórias, previstas no Art. 36, da Lei Nº 9.985/00, decorrente do significativo impacto ambiental identificado no processo de licenciamento.





Serviço Público Federal
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 532/2008

O PRESIDENTE DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, designado pela Portaria nº 383, publicada no Diário Oficial da União de 03 de junho de 2008, no uso das atribuições que lhe confere o art. 22 do Anexo I do Decreto nº 6.099, de 26 de abril de 2007, que aprovou a Estrutura Regimental do Ibama, publicado no D.O.U de 27 de abril de 2007, e o art. 8º do Regimento Interno aprovado pela Portaria GM/MMA nº 230, de 14 de maio de 2002, republicada no D.O.U de 21 de junho de 2002; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença de Instalação à:

EMPRESA: Shell Brasil Ltda.

CNPJ: 33.453.598/0001-23

ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200/Bloco 6 – 3º andar

CEP: 22.640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 3984-7000 **FAX:** (21) 3984-7882

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.003007/05.

autorizando a instalação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, a cerca de 120 km da costa do Espírito Santo, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 2.000 m.

Esta Licença de Instalação terá vigência até o dia 8 de julho de 2010.

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

Brasília, DF, 11 JUL 2008

ROBERTO MESSIAS FRANCO
Presidente do IBAMA

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 532/2008

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

- 1.1 Esta Licença de Instalação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, 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 da atividade 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 no prazo de até 60 (sessenta) dias antes de expirada a sua vigência.
- 1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar impacto ambiental.

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

- 2.1 Esta Licença de Instalação autoriza a instalação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, conforme descrito no Estudo de Impacto Ambiental – EIA e suas complementações, exceto para o disposto na condicionante específica 2.2.
- 2.2 Esta Licença de Instalação não autoriza a instalação da unidade de produção. A autorização desta operação dependerá do atendimento às solicitações pertinentes constantes do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 291/08 de 8.7.2008.
- 2.3 Informar as datas do início e do término das atividades de instalação, em um prazo máximo de 5 dias a partir do ocorrido.
- 2.4 As embarcações responsáveis pelas atividades de instalação deverão ser disponibilizadas para vistoria técnica pela CGPEG/IBAMA e contar com certificados válidos antes do início das operações.
- 2.5 Implantar, imediatamente, os projetos ambientais aprovados e apresentar relatórios técnicos, com periodicidade semestral, a contar da data de emissão desta licença, das instalações realizadas e de cada um dos seguintes projetos ambientais, atendendo às diretrizes constantes no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 291/08:
 - Relatório de Instalação;
 - Projeto de Controle de Poluição;
 - Projeto de Comunicação Social;
 - Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores.
- 2.6 Os resíduos gerados durante a atividade de instalação não poderão ser queimados a céu aberto.
- 2.7 Firmar em 120 (cento e vinte) dias, junto a Secretaria Executiva da Câmara de Compensação Ambiental, Termo de compromisso para o cumprimento das medidas compensatórias, previstas no Art. 36, da Lei Nº 9.985/00, decorrente do significativo impacto ambiental identificado no processo de licenciamento, sob pena de suspensão da licença.





Serviço Público Federal
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 555/2008

O PRESIDENTE DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, designado pela Portaria nº 383, publicada no Diário Oficial da União de 03 de junho de 2008, no uso das atribuições que lhe confere o art. 22 do Anexo I do Decreto nº 6.099, de 26 de abril de 2007, que aprovou a Estrutura Regimental do Ibama, publicado no D.O.U de 27 de abril de 2007, e o art. 8º do Regimento Interno aprovado pela Portaria GM/MMA nº 230, de 14 de maio de 2002, republicada no D.O.U de 21 de junho de 2002; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença de Instalação à:

EMPRESA: Shell Brasil Ltda.

CNPJ: 33.453.598/0001-23

ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200/Bloco 6 – 3º andar

CEP: 22.640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 3984-7000 **FAX:** (21) 3984-7882

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.003007/05.

autorizando a instalação da unidade FPSO Espírito Santo a ser integrada ao Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, a cerca de 120 km da costa do Espírito Santo, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 2.000 m.

Esta Licença de Instalação terá vigência até o dia 8 de julho de 2010.

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

Brasília, DF, 29 OUT 2008

ROBERTO MESSIAS FRANCO
Presidente do IBAMA

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 555/2008

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

- 1.1 Esta Licença de Instalação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, 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 da atividade 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 no prazo de até 60 (sessenta) dias antes de expirada a sua vigência.
- 1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar impacto ambiental.

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

- 2.1 Esta Licença de Instalação autoriza a instalação do FPSO Espírito Santo no âmbito do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, conforme descrito no Estudo de Impacto Ambiental – EIA e suas complementações.
- 2.2 Informar as datas do início e do término das atividades de instalação, em um prazo máximo de 5 dias a partir do ocorrido.
- 2.3 Apresentar, no prazo de 30 (trinta) dias os esclarecimentos referentes ao item II.2.4.2. ATIVIDADE DE PRODUÇÃO (subitem A) solicitados pelo Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 452/08
- 2.4 Dar continuidade aos projetos ambientais aprovados. As informações referentes às ações implementadas deverão ser inseridas nos relatórios relativos à LI Nº 532/2008.
- 2.5 Efetivar, segundo orientações da Secretaria Executiva da Câmara de Compensação Ambiental, o cumprimento das medidas compensatórias, previstas no Art. 36, da Lei Nº 9.985/00, decorrente do significativo impacto ambiental identificado no processo de licenciamento.



Serviço Público Federal
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 847/2009

O PRESIDENTE SUBSTITUTO DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, designado pela Portaria nº 1.279, de 05 de novembro de 2008, publicado no Diário Oficial da União de 10 de novembro de 2008, no uso das atribuições que lhe confere o art. 22 do Anexo I do Decreto nº 6.099, de 26 de abril de 2007, que aprovou a Estrutura Regimental do Ibama, publicado no D.O.U de 27 de abril de 2007, e o art. 95 item VII do Regimento Interno aprovado pela Portaria GM/MMA nº 230, de 14 de maio de 2002, republicada no D.O.U de 21 de junho de 2002; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença de Operação à:

EMPRESA: Shell Brasil Ltda.

CNPJ: 33.453.598/0001-23

ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200/Bloco 6 – 3º andar

CEP: 22.640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 3984-8535 **FAX:** (21) 3984-7882

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.003007/05.

para o Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, através da unidade de produção FPSO Espírito Santo, a cerca de 120 km da costa do Espírito Santo, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 2.000 m.


Esta Licença de Operação terá vigência até o dia 7 de julho de 2013.

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,

07 JUL 2009


SEBASTIÃO CUSTÓDIO PIRES
Presidente do IBAMA
Substituto

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 847/2009

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

- 1.1 Esta Licença de Operação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, 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 da atividade 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 conforme determina a Resolução CONAMA nº 237/97.
- 1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar impacto ambiental.

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 Não está autorizada a utilização da unidade de remoção de sulfatos incluída no sistema de injeção de água, para o que deverá ser solicitada anuência prévia ao IBAMA, devendo ser apresentadas as informações adicionais que se façam necessárias (detalhamento dos equipamentos e do processo, caracterização dos aditivos químicos e efluentes, e impactos e riscos envolvidos com base na toxicidade e modelagem do descarte dos efluentes).
- 2.3 Apresentar, no prazo de 30 (trinta) dias, uma versão consolidada do Plano de Emergência Individual – PEI do FPSO Espírito Santo.
- 2.4 Apresentar, no prazo de 30 (trinta) dias, a Revisão 02 do Projeto de Controle Ambiental – PCA com a consolidação dos projetos ambientais aprovados.
- 2.5 Implementar, imediatamente, os seguintes projetos ambientais aprovados, apresentando relatórios técnicos referentes às atividades desenvolvidas, com periodicidade semestral a contar da data de emissão desta licença, incorporando as diretrizes e solicitações constantes do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 246/09, de 7.7.2009:
 - a) Projeto de Monitoramento Ambiental
 - b) Projeto de Comunicação Social
 - c) Projeto de Educação Ambiental
 - d) Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores
- 2.6 No que se refere ao Projeto de Educação Ambiental, a empresa deverá apresentar, no prazo de 3 (três) meses, os resultados da Etapa 1 e a proposta de trabalho com o detalhamento das etapas posteriores.
- 2.7 Implementar, imediatamente, Projeto de Controle da Poluição e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com os prazos e diretrizes constantes na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 08/08.
- 2.8 Implementar, imediatamente, o Plano de Emergência Individual – PEI aprovado, apresentando relatórios de acordo com as diretrizes constantes no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 246/09, no prazo máximo de 45 dias após a realização dos simulados nível 2 e nível 3.
- 2.9 Encaminhar atualização do Projeto de Desativação, no mínimo 30 dias antes do início da desativação, apresentando o Relatório das atividades de desativação 60 dias após sua conclusão.
- 2.10 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de prévia anuência do IBAMA.
- 2.11 A aplicação de dispersantes químicos, em caso de vazamentos e derrames, deverá obedecer à legislação aplicável, bem como deverão ser observados o registro do produto no IBAMA e seu respectivo prazo de validade.
- 2.12 Realizar, a cada dois anos, Auditorias Ambientais independentes, segundo os critérios da Resolução CONAMA nº 306/02, de 5 de julho de 2002, e em conformidade com as orientações do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 246/09.
- 2.13 Firmar Termo de Compromisso junto ao IBAMA, após a definição do valor e destinação, nos termos do art. 31-B, do Decreto nº 4.340, de 22 de agosto de 2002, conforme redação estabelecida pelo decreto nº 6.848, de 14 de maio de 2009, para cumprimento da obrigação de compensação ambiental instituída pelo art. 36 da Lei nº 9.985 de 18 de julho de 2000.



Serviço Público Federal
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 708/2010

O PRESIDENTE DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, designado pela Portaria da Casa Civil da Presidência da República de nº 318, de 26 de abril de 2010, publicado no Diário Oficial da União de 27 de abril de 2010, no uso das atribuições que lhe confere o art. 22 do Anexo I do Decreto nº 6.099, de 26 de abril de 2007, que aprovou a Estrutura Regimental do Ibama, publicado no D.O.U de 27 de abril de 2007, e o art. 95 item VI do Regimento Interno aprovado pela Portaria GM/MMA nº 230, de 14 de maio de 2002, republicada no D.O.U de 21 de junho de 2002; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença de Instalação à:

EMPRESA: Shell Brasil Ltda.

CNPJ: 33.453.598/0001-23

ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200/Bloco 6 – 3º andar

CEP: 22.640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 3984-7000 **FAX:** (21) 3984-7882

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.003007/05.

autorizando a continuidade da instalação de todo o Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, a cerca de 120 km da costa do Espírito Santo, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 2.000 m.

Esta Licença de Instalação terá vigência até o dia 31 de dezembro de 2013.

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

Brasília, DF,

07 OUT-2010

ABELARDO BAYMA
Presidente do IBAMA

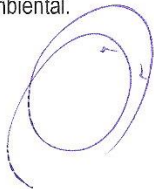
CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 708/2010

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

- 1.1 Esta Licença de Instalação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, 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 da atividade 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 no prazo de até 60 (sessenta) dias antes de expirada a sua vigência.
- 1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar impacto ambiental.

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

- 2.1 Esta Licença de Instalação autoriza a instalação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo Parque das Conchas (Bloco BC-10), Bacia de Campos, conforme descrito no Estudo de Impacto Ambiental – EIA e suas complementações.
- 2.2 Informar a data do reinício e de término das atividades de instalação, em um prazo máximo de 5 dias a partir do ocorrido.
- 2.3 Dar continuidade à implementação dos projetos ambientais aprovados e apresentar relatórios técnicos com periodicidade semestral, das instalações realizadas e de cada um dos seguintes projetos ambientais, atendendo às diretrizes constantes no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 291/08:
 - a) Relatório de Instalação;
 - b) Projeto de Comunicação Social;
 - c) Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores.
- 2.4 Dar continuidade à implementação do Projeto de Controle da Poluição e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com os prazos e diretrizes constantes na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 08/08.
- 2.5 Cumprir com as obrigações relativas ao pagamento da Compensação Ambiental de que trata o art. 36 da Lei Nº 9.985/00, após fixado pelo IBAMA seu valor e a respectiva destinação desses recursos, nos prazos e condições a serem estabelecidas pela Câmara Federal de Compensação Ambiental.





Serviço Público Federal
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

RENOVAÇÃO DA LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº. 847/09

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. 22º, parágrafo único, inciso V do Decreto nº 6.099, de 26 de abril de 2007, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, publicado no Diário Oficial da União de 27 de abril de 2007;

RESOLVE:

Expedir a presente Renovação de Licença de Operação à:

EMPRESA: SHELL Brasil Petróleo Ltda

CNPJ: 10.456.016/0001-67

ENDEREÇO: Av. das Américas, nº 4200 – Bl.6 – Térreo – Barra da Tijuca

CEP: 22640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 3984-7982 **FAX:** (21) 3984-7426

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.003007/2005.

Autorizando as atividades de operação do *FPSO Espírito Santo*, Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Parque das Conchas – Bloco BC-10, Bacia de Campos.


Esta Renovação de Licença de Operação é válida até o dia 2 de junho de 2021.

A validade desta Renovação de 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 Renovação de 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,

04 JUL 2016


SUELY ARAÚJO
Presidente do IBAMA

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA RENOVAÇÃO DA LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 847/2009

1 – CONDIÇÕES GERAIS:

1.1 Esta Licença de Operação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, da Lei nº 6.938/81 e na Resolução do 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 prorrogação desta licença deverá ser requerida no prazo de até 60 (sessenta) dias antes de expirada a sua vigência, conforme disposto na Portaria MMA nº 422/11.

1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar impacto ambiental.

2 – CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

2.1 Apresentar Relatório de Operação conforme diretrizes constantes no Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA.

2.2 Dar continuidade à implementação do Projeto de Monitoramento Ambiental, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA.

2.3 Dar continuidade à implementação Projeto de Comunicação Social, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA.

2.4 Dar continuidade à implementação Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA.

2.5 Dar continuidade à implementação Projeto de Educação Ambiental, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA.

2.6 Dar continuidade à implementação Plano de Manejo de Aves em Plataformas e Embarcações, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA.



CONDIÇÕES DE VALIDADE DA RENOVAÇÃO DA LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 847/2009

2.7 Dar continuidade à implementação Plano de Emergência Individual, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA.

2.8 Encaminhar atualização do Projeto de Desativação, no mínimo 180 dias antes do início da desativação, apresentando o Relatório das atividades de desativação 60 dias após sua conclusão.

2.9 A aplicação de dispersantes químicos, em caso de vazamentos e derrames, deverá obedecer à legislação aplicável, bem como deverão ser observados o registro do produto no IBAMA e seu respectivo prazo de validade.

2.10 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de 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, apresentando os respectivos relatórios em conformidade com o Parecer Técnico PAR. 02022.000273/2016-05 CPROD/IBAMA e comprovando, através de relatórios anuais, o atendimento aos planos de ação para correção de não conformidades e implementação de pontos de melhoria.





INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS

Licença de Operação (LO) Nº 847/2009

VALIDADE: 4 anos
(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: SHELL BRASIL PETROLEO LTDA

CNPJ: 10.456.016/0001-67

CTF: 5148972

ENDEREÇO: AV. REPUBLICA DO CHILE, 330 BL 2 SAL 2001/2301/2401/2501/3
DA CIDADE

BAIRRO: CENTRO

CEP: 20031-170

CIDADE: Rio de Janeiro

UF: RJ

TELEFONE:

NÚMERO DO PROCESSO: 6239787

Referente ao empreendimento **Solicitação de renovação de licença de operação das atividades de operação do FPSO Espírito Santo.**

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:

- a) Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;
- b) Omissão ou falsa descrição de informações relevantes, que subsidiaram a expedição da licença;
- c) 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 Os acidentes ambientais deverão ser comunicados via Sistema Nacional de Emergências Ambientais - SIEMA, imediatamente após o ocorrido. Esse sistema pode ser acessado no link: www.ibama.gov.br/emergenciasambientais.

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 Apresentar relatórios de operação conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/IBAMA.

2.2 Dar continuidade à execução do Projeto de Monitoramento Ambiental, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.3 Dar continuidade à execução do Projeto de Comunicação Social, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes recebidas do Ibama.

2.4 Dar continuidade à execução do Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.5 Dar continuidade à execução do Projeto de Educação Ambiental, conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.6 Dar continuidade à execução do Projeto de Manejo de Aves em Plataformas e Embarcações, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.7 Dar continuidade à execução do Plano de Emergência Individual – PEI aprovado, apresentando relatórios no prazo máximo de 45 dias após a realização dos simulados nível 2 e nível 3.

2.8 Encaminhar atualização do Projeto de Descomissionamento, no mínimo 60 meses antes da cessação da produção, apresentando o Relatório das Atividades de Descomissionamento 60 dias após sua conclusão?

2.9 As operações de intervenção nos poços deverão ser objeto de anuência prévia do Ibama.

2.10 A aplicação de dispersantes químicos, em caso de vazamentos e derrames, deverá obedecer à legislação aplicável, bem como deverão ser observados o registro do produto no IBAMA e seu respectivo prazo de validade.

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, apresentando os respectivos relatórios no prazo máximo de 90 dias após a sua realização.

2.12 Cumprir, no devido prazo, todas as medidas corretivas e compensatórias determinadas pelo Ibama relativas ao descarte irregular de água produzida.

2.13 Até que as adequações no tratamento e controle do descarte da água produzida sejam consideradas satisfatórias pelo IBAMA no âmbito do respectivo processo de licenciamento, não poderá ser ampliada a produção da FPSO Espírito Santo através da interligação de novos poços produtores.

2.14 Executar o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX), objeto do processo administrativo nº 02001.002251/2019-62, conforme orientações e diretrizes recebidas do Ibama.

2.15 Dar continuidade à execução do Projeto de Controle da Poluição (PCP) já existente para essa atividade de produção, conforme orientações e diretrizes do IBAMA, em especial a Nota Técnica CGPEG/IBAMA nº 01/11 e as demais contidas no processo nº 02022.001786/2010-30.



INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS

LICENÇA DE OPERAÇÃO (LO) Nº 847/2009 - 1ª RETIFICAÇÃO

VÁLIDA ATÉ 27/04/2025



Documento assinado eletronicamente por **JONATAS SOUZA DA TRINDADE**, **Presidente Substituto**, em 14/07/2022, às 14:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ibama.gov.br/autenticidade>, informando o código verificador **13083458** e o código CRC **89E363F5**.

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: SHELL BRASIL PETROLEO LTDA.

CNPJ: 10.456.016/0001-67

ENDEREÇO: AV. REPUBLICA DO CHILE, 330 BL 2 SAL 2001 **BAIRRO:** CENTRO

CEP: 20031-170 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE:

NÚMERO DO PROCESSO: 02022.003007/2005-73

Referente ao empreendimento Atividades de Operação do FPSO Espírito Santo.

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:

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

1.3. Qualquer alteração das especificações do projeto, ou da finalidade do empreendimento deverá ser precedida de anuência do IBAMA.

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

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

2. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

2.1. Apresentar relatórios de operação conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/IBAMA.

2.2. Dar continuidade à execução do Projeto de Monitoramento Ambiental, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.3. Implementar o Programa Macrorregional de Comunicação Social (PMCS) e os instrumentos técnicos de integração metodológica do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural (Plano Macro), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.007596/2022-16.

2.4. Dar continuidade à execução do Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.5. Dar continuidade à execução do Projeto de Educação Ambiental, conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.6. Dar continuidade à execução do Projeto de Manejo de Aves em Plataformas e Embarcações, apresentando relatórios técnicos conforme diretrizes constantes no parecer técnico nº 273/2016-Coprod/Ibama.

2.7. Dar continuidade à execução do Plano de Emergência Individual – PEI aprovado, apresentando relatórios no prazo máximo de 45 dias após a realização dos simulados nível 2 e nível 3.

2.8. Encaminhar atualização do Projeto de Descomissionamento, no mínimo 60 meses antes da cessação da produção, apresentando o Relatório das Atividades de Descomissionamento 60 dias após sua conclusão.

2.9. As operações de intervenção nos poços deverão ser objeto de anuência prévia do Ibama.

2.10. A aplicação de dispersantes químicos, em caso de vazamentos e derrames, deverá obedecer à legislação aplicável, bem como deverão ser observados o registro do produto no IBAMA e seu respectivo prazo de validade.

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, apresentando os respectivos relatórios no prazo máximo de 90 dias após a sua realização.

2.12. Cumprir, no devido prazo, todas as medidas corretivas e compensatórias determinadas pelo Ibama relativas ao descarte irregular de água produzida.

2.13. Até que as adequações no tratamento e controle do descarte da água produzida sejam consideradas satisfatórias pelo IBAMA no âmbito do respectivo processo de licenciamento, não poderá ser ampliada a produção da FPSO Espírito Santo através da interligação de novos poços produtores.

2.14. Executar o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX), objeto do processo administrativo nº 02001.002251/2019-62, conforme orientações e diretrizes recebidas do Ibama.

2.15. Dar continuidade à execução do Projeto de Controle da Poluição (PCP) já existente para essa atividade de produção, conforme orientações e diretrizes do IBAMA, em especial a Nota Técnica CGPEG/IBAMA nº 01/11 e as demais contidas no processo nº 02022.001786/2010-30.

2.16. Implementar o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização do Tráfego de Embarcações (PMCTE), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.130838/2017-07.

2.17. Implementar o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Aeronaves (PMTA) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização do Tráfego de Aeronaves (PMCTA), nos termos aprovados

no Processo IBAMA nº 02001.023027/2021-29.

2.18. Implementar o Projeto de Monitoramento do Transporte e da Destinação de Insumos e Resíduos (PMIR) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização do Transporte e da Destinação de Insumos e Resíduos (PMCIR), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.028857/2019-28.

2.19. Implementar o Projeto de Monitoramento Socioespacial dos Trabalhadores (PMST) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização Socioespacial dos Trabalhadores (PMCST), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.023026/2021-84.

2.20. Implementar o Programa Macrorregional de Caracterização de Rendas Petrolíferas (PMCRP) e os instrumentos técnicos de integração metodológica do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural (Plano Macro), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.007595/2022-63.

2.21. Implementar o Programa Macrorregional de Caracterização da Atividade Pesqueira (PMCAP) e os instrumentos técnicos de integração metodológica do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural (Plano Macro), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.007588/2022-61.

2.22. Implementar o Programa Macrorregional de Avaliação de Impactos Socioambientais (PMAIS) e os instrumentos técnicos de integração metodológica do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural (Plano Macro), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.032727/2019-90.

Anexo II

PDI Conceitual de BC-10

Inventário de Poços

Poços Adjacentes

	Nome do poço	Código do poço	LDA [m]	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Tipo de completação	Finalidade	Data do término da perfuração (dd/mm/aaaa)	Data do abandono permanente (dd/mm/aaaa)
				Latitude	Longitude				
1	1-SHEL-1-ESS	34281019005	1648	-21:12:08,244	-39:49:39,742	Molhada	Exploração	7/9/2000	10/10/2000
2	1-SHEL-2-ESS	34281019151	1924	-21:21:35,068	-39:36:42,386	Molhada	Exploração	12/12/2000	25/01/2001
3	1-SHEL-3-ESS	34281019221	1704	-21:29:20,170	-39:46:06,488	Molhada	Exploração	27/01/2001	20/02/2001
4	1-SHEL-6-ESS	34281019436	1923	-21:19:23,765	-39:35:46,291	Molhada	Exploração	22/05/2001	20/07/2001
5	1-SHEL-6DP-ESS	34281019501	1923	-21:19:23,765	-39:35:46,291	Molhada	Exploração	26/06/2001	20/07/2001
6	1-SHEL-7-ESS	34281019551	1595	-21:12:13,151	-39:52:05,873	Molhada	Exploração	22/07/2001	12/8/2001
7	1-SHEL-9-ESS	34281019935	1647	-21:09:26,766	-39:49:25,172	Molhada	Exploração	14/04/2002	12/5/2002
8	1-SHEL-11-ESS	34281020177	1881	-21:13:13,699	-39:39:31,370	Molhada	Exploração	26/09/2002	18/10/2002
9	1-SHEL-12-ESS	34281020206	2057	-21:15:44,734	-39:31:50,434	Molhada	Exploração	20/10/2002	12/11/2002
10	3-SHEL-13-ESS	34281020413	1876	-21:12:33,001	-39:39:24,062	Molhada	Exploração	29/03/2003	19/04/2003
11	9-SHEL-15D-ESS	34281020539	1662	-21:08:26,473	-39:48:46,152	Molhada	Exploração	20/06/2003	18/08/2003
12	3-SHEL-16HP-ESS	34281020559	1662	-21:08:26,473	-39:48:46,152	Molhada	Exploração	2/7/2003	18/08/2003
13	3-SHEL-17-ESS	34281021482	1517	-21:18:35,986	-39:55:56,633	Molhada	Exploração	9/9/2005	17/10/2005
14	4-SHEL-18-ESS	34281021529	1551	-21:08:40,560	-39:54:19,080	Molhada	Exploração	19/10/2005	16/11/2005
15	3-ABA-1-ESS	34281022174	1925	-21:21:39,935	-39:36:35,874	Molhada	Avaliação	7/2/2007	4/3/2007
16	3-ARGO-1-ESS	34281022903	1648	-21:11:15,925	-39:49:41,491	Molhada	Avaliação	26/03/2008	25/04/2008
17	9-OST-8DP-ESS	34281023699	1890	-21:12:38,081	-39:39:00,385	Molhada	Special	13/02/2009	19/02/2009
18	3-SHEL-22-ESS	34281024625	1543	-21:17:21,934	-39:55:38,683	Molhada	Exploração	11/3/2010	5/7/2010
19	3-SHEL-24-ESS	34281025098	1568	-21:15:30,132	-39:54:06,430	Molhada	Exploração	8/10/2010	2/12/2010
20	3-SHEL-24A-ESS	34281025158	1568	-21:15:30,132	-39:54:06,430	Molhada	Exploração	31/10/2010	2/12/2010
21	3-SHEL-25-ESS	34281025536	1567	-21:14:36,820	-39:53:14,672	Molhada	Exploração	31/05/2011	12/7/2011
22	7-ARGO-4H-ESS	34281026170	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Molhada	Produção	12/4/2012	28/09/2012
23	7-ARGO-4HA-ESS	34281026503	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Molhada	Produção	7/9/2012	13/01/2014
24	7-ARGO-4HB-ESS	34281027408	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Molhada	Produção	3/1/2014	13/01/2014
25	9-NAU-7DP-ESS	34281027498	1558	-21:15:55,919	-39:54:39,038	Molhada	Special	4/3/2014	12/3/2014
26	1-SHEL-29-ESS	34281027553	1626	-21:11:12,214	-39:50:44,520	Molhada	Exploração	24/04/2014	1/5/2014
27	9-ARGO-15DP-ESS	34281026422	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Molhada	Pilot	31/07/2012	28/09/2012
28	9-ARGO-16DP-ESS	34281026571	1654	-21:08:23,798	-39:49:13,912	Molhada	Pilot	6/10/2012	29/10/2012
29	7-OST-5H-ESS	34281023656	1889	-21:12:37,854	-39:39:01,397	Molhada	Produção	28/01/2009	6/3/2009

Poços Ativos

	Nome do poço	unidade de produção associada	Código do poço	LDA [m]	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Tipo de completação	Finalidade	Data do término da perfuração (dd/mm/aaaa)	Data do abandono permanente (dd/mm/aaaa)
					Latitude	Longitude				
1	7-OST-1H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281022981	1893	-21:13:37,189	-39:39:37,969	Molhada	Produção	28/04/2008	Ativo
2	7-OST-3H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281023001	1895	-21:13:37,639	-39:39:36,299	Molhada	Produção	6/5/2008	Ativo
3	7-OST-2H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281023014	1893	-21:13:36,556	-39:39:37,753	Molhada	Produção	13/05/2008	Ativo
4	7-ABA-2D-ESS	FPSO Espírito Santo	34281023464	1926	-21:21:24,523	-39:36:50,724	Molhada	Produção	15/11/2009	Ativo
5	9-OST-4-ESS	FPSO Espírito Santo	34281023616	1862	-21:13:22,897	-39:40:58,188	Molhada	Disposição	11/1/2009	Ativo
6	7-OST-6H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281023663	1889	-21:12:36,245	-39:38:59,982	Molhada	Produção	31/01/2009	Ativo
7	7-OST-7H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281023668	1890	-21:12:38,081	-39:39:00,385	Molhada	Produção	3/2/2009	Ativo
8	7-ARGO-2H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281024261	1663	-21:12:07,686	-39:49:00,487	Molhada	Produção	16/10/2009	Ativo
9	7-ARGO-3H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281024280	1664	-21:12:08,460	-39:48:59,774	Molhada	Produção	23/10/2009	Ativo
10	7-OST-10H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281024486	1895	-21:13:37,052	-39:39:36,130	Molhada	Produção	19/01/2010	Ativo
11	7-ARGO-5H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026180	1706	-21:08:12,545	-39:46:49,274	Molhada	Produção	14/04/2012	Ativo
12	8-ARGO-7H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026181	1651	-21:08:24,839	-39:49:15,679	Molhada	Injeção	19/04/2012	Ativo
13	7-ARGO-9H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026182	1653	-21:09:04,439	-39:49:10,031	Molhada	Produção	22/04/2012	Ativo
14	7-ARGO-8H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026193	1653	-21:09:03,935	-39:49:10,434	Molhada	Produção	20/04/2012	Ativo
15	7-ARGO-10H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026204	1652	-21:09:05,580	-39:49:11,910	Molhada	Produção	23/04/2012	Ativo
16	8-ARGO-11H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026205	1664	-21:09:22,504	-39:48:31,936	Molhada	Injeção	25/04/2012	Ativo
17	8-ARGO-12H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026206	1665	-21:09:20,070	-39:48:31,622	Molhada	Injeção	27/04/2012	Ativo
18	8-ARGO-6H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026210	1654	-21:08:23,798	-39:49:13,912	Molhada	Injeção	17/04/2012	Ativo
19	7-ARGO-13H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026214	1643	-21:09:17,726	-39:49:52,158	Molhada	Produção	29/04/2012	Ativo
20	7-ARGO-14H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281026221	1641	-21:09:20,423	-39:49:51,006	Molhada	Produção	30/04/2012	Ativo
21	7-NAU-1H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027433	1558	-21:15:55,919	-39:54:39,038	Molhada	Produção	29/01/2014	Ativo
22	7-NAU-2H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027434	1559	-21:15:54,666	-39:54:37,426	Molhada	Produção	30/01/2014	Ativo
23	7-NAU-3H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027436	1559	-21:15:56,509	-39:54:38,074	Molhada	Produção	31/01/2014	Ativo
24	7-NAU-4H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027439	1558	-21:15:54,619	-39:54:38,585	Molhada	Produção	1/2/2014	Ativo
25	8-NAU-6H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027441	1578	-21:15:25,654	-39:53:16,289	Molhada	Injeção	2/2/2014	Ativo
26	7-ARGO-17H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027443	1579	-21:12:23,605	-39:52:44,047	Molhada	Produção	3/2/2014	Ativo
27	8-NAU-5H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027446	1576	-21:15:26,147	-39:53:18,136	Molhada	Injeção	1/2/2014	Ativo
28	7-ARGO-18H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281029361	1668	-21:12:08,867	-39:48:59,965	Molhada	Produção	13/03/2019	Ativo
29	7-ARGO-19H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281029367	1640	-21:09:21,838	-39:49:52,039	Molhada	Produção	22/03/2019	Ativo
30	7-ARGO-20H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281029535	1585	-21:12:17,993	-39:52:37,502	Molhada	Produção	18/01/2020	Ativo
31	7-ARGO-21H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281029752	1651	-21:09:06,386	-39:49:12,824	Molhada	Produção	28/11/2021	Ativo
32	7-ARGO-4HC-ESS	FPSO Espírito Santo	34281027409	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,464	Molhada	Produção	13/01/2014	Ativo
33	7-OST-9H-ESS	FPSO Espírito Santo	34281023983	1889	-21:12:37,854	-39:39:01,397	Molhada	Produção	23/06/2009	Ativo

Anexo III

PDI Conceitual de BC-10

Descrição da Unidade Marítima (DUM – SGSO)

DOCUMENTAÇÃO DE SEGURANÇA
OPERACIONAL – DSO
FPSO – ESPÍRITO SANTO

Parque das Conchas (BC-10)

Contrato 48000.003552/97-11



Página intencionalmente em branco

Introdução

Este documento atende ao item 5 do Capítulo 1 do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural, em conformidade com a Resolução ANP nº 43 de 06/12/2007, publicada no DOU de 07/12/2007 e retificada pelo DOU de 10/12/2007 e DOU 12/12/2007.

Compreende a Unidade Flutuante de Produção, Estocagem e Descarga (FPSO) Espírito Santo, uma unidade convertida a partir de um navio tanque tipo VLCC (*Very Large Crude Oil Carrier*), com a seguinte anotação de classe *A1 – *Floating Production, Storage and Offloading System* (FPSO), RFL (20) – 2028, Campos Basin, Brazil, *AMS, UWILD. A unidade tem um comprimento total de 331,0m, largura de 57,2m, calado carregado de 21,9m e deslocamento de 325.315 t. e operará a cerca de 120 km a sudeste da cidade de Vitória, no Espírito Santo.

O operador do FPSO será a Operações Marítimas em Mar Profundo Brasileiro Ltda. CNPJ 07.283.129/0001-01, e o concessionário é a Shell Brasil Ltda., CNPJ 10.456.016/0001-67.

A Petrobras adquiriu 100% do bloco BC-10 através do Contrato de Concessão da Rodada 0 em 6 de agosto de 1998, tendo sido aditado, como consequência da abertura do mercado do Brasil por Lei em 1998. Subseqüentemente através de um Termo de Cessão datado de 20 de julho de 1999, houve a entrada no Bloco BC-10, da Shell Brasil com 35%, Esso com 15%, Mobil com 15% e ficando a Petrobras com 35%. Atualmente a concessão do bloco BC-10 tem participação da Shell Brasil Petróleo Ltda. (50% capital e operador), ONGC Campos Ltda. (27%) e QPI Brasil Petróleo Ltda. (23%). O contrato recebeu o número 48000.003552/97-11.

O contrato de operações para o Bloco BC-10 foi assinado entre o Operador e o Cessionário em 4 de Novembro de 2006, sob o número EPW-110306C-BBR, iniciando-se em 12 de Julho de 2009, data em que o FPSO estava pronto para início das conexões dos risers - “RFHU (Ready For Hook Up) Completion Date”, e se estendendo por 20 anos, podendo ser prorrogado por cinco períodos de um ano. Já o contrato de afretamento da embarcação (Time Charter), assinado originalmente entre a Brazilian Deepwater Production Ltda. com a Tamba B.V. em 4 de Novembro de 2006, sob o número EPW-110306B-BBR, e atribuído à Brazilian Deepwater Production B.V. e Shell Brasil Petróleo Ltda., respectivamente, em 07 de Dezembro de 2020, também podendo ser prorrogado por cinco períodos de um ano.

DSO - Documentação de Segurança Operacional

O Art.3º § 2º da referida resolução estabelece que para as Instalações de Produção o Concessionário deverá apresentar à ANP a Documentação de Segurança Operacional (DSO) 180 (cento e oitenta) dias de antecedência da data prevista para o posicionamento da instalação na locação definitiva. A previsão para que o FPSO - Espírito Santo esteja no campo de Ostra, Abalone, Argonauta (BC-10) é dezembro de 2008.

A documentação estabelecida no Regulamento Técnico capítulo 1 item 5, parte integrante da Resolução ANP nº 43, estabelece que a DSO seja composta por três documentos denominados respectivamente Matriz de Correlação (MC), Descrição da Unidade Marítima (DUM) e o Relatório de Informações do Concessionário (RIC). O conteúdo requerido para cada documento está descrito nos itens 5.3, 5.4 e 5.5 e Anexos 1 e 3 (para Unidades de Perfuração), Anexo 2 e 4 (para Unidades de Produção) do presente regulamento.

De acordo com os requisitos estabelecidos no referido Regulamento Técnico, a apresentação desta DSO segue a estrutura descrita a seguir:

a) Introdução

- b) **Matriz de Correlação (MC)**, mostrando a correlação entre as práticas de SGSO, anexo 4, gestão do SGSO da ANP e as práticas do cessionário.
- c) **Descrição da Unidade Marítima (DUM)**, com detalhes construtivos e detalhamento dos sistemas a bordo. Esta descrição segue o modelo do Anexo 2 do Regulamento de Segurança Operacional da ANP.
- d) **Relatório de Informações do Concessionário (RIC)**, com o detalhamento das características operacionais da unidade, em conformidade com o Anexo 4 do regulamento de Segurança Operacional da ANP.
- e) **Anexo A – Capacidade de Tancagem**
- f) **Anexo B – Lâmina d'Água**
- g) **Anexo C – Ventos Predominantes**
- h) **Anexo D – Correntes Predominantes**
- i) **Anexo E – Dados de Ondas**
- j) **Anexo F – Fluxograma do Processo de Produção**
- k) **Anexo G – Arranjo Geral**

Página intencionalmente em branco

MATRIZ DE CORRELAÇÃO

Matriz de Correlação – MC-SBM
SGSO-MC-SBM-10/2022

Processo Administrativo na ANP
48610.203274/2019-15
(Revisão 21 – Outubro de 2022)

(Carta UN-BS 0252/22)

O Concessionário **Shell Brasil Petróleo Ltda** formaliza que o documento “Matriz de Correlação (MC) Processo Administrativo 48610.203274/2019-15 Revisão 21– Outubro de 2022” é a versão válida para este projeto de produção.

Página intencionalmente em branco

**DESCRIÇÃO DA UNIDADE MARÍTIMA DE
PRODUÇÃO – DUM
(Anexo 2 do Regulamento Técnico do SGSO)
FPSO ESPIRITO SANTO**

Página intencionalmente em branco

1. IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE

1.1. Identificação do Operador Concessionário

Descrição

1.1.1. Identificação do Operador

OPERAÇÕES MARÍTIMAS EM MAR PROFUNDO BRASILEIRO LTDA.

CNPJ: 07.283.129/0001-01

Representante no contrato com Shell Brasil Petróleo: Maurizio Seruzi

Endereço: Rua Izidro Benezath, 48, 2º Andar - Edf. Six (Lorenge), Enseada do Suá, Vitória – ES – Brasil CEP: 29050-300 - + 55 27 3022-3650

1.1.2. Identificação do Concessionário

Shell Brasil Petróleo Ltda.

CNPJ: 10.456.016/0001-67

Representante no contrato com ommpb: Valdir Pessoa

Endereço: Av. República do Chile, 330, 33º andar, centro, Rio de Janeiro – RJ

Telefone: 21-3984-7597

O contrato de concessão do bloco BC-10 foi assinado em 6 de agosto de 1998 entre a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP).

A concessão do bloco BC-10 tem participação da Shell Brasil Petróleo Ltda. (50% capital e operador), ONGC Campos Ltda. (27%) e QPI Brasil Petróleo Ltda. (23%).

O contrato recebeu o número 48000.003552/97-11.

O contrato de operações para o Bloco BC-10 foi assinado entre o Operador e o Concessionário em 4 de Novembro de 2006, sob o número EPW-110306C-BBR, iniciando-se em 12 de Julho de 2009, data em que o FPSO estava pronto para início das conexões dos risers - “RFHU (Ready For Hook Up) Completion Date”, e se

estendendo por 20 anos, podendo ser prorrogado por cinco períodos de um ano. Já o contrato de afretamento da embarcação (Time Charter), assinado originalmente entre a Brazilian Deepwater Production Ltda. com a Tamba B.V. em 4 de Novembro de 2006, sob o número EPW-110306B-BBR, e atribuído à Brazilian Deepwater Production B.V. e Shell Brasil Petróleo Ltda., respectivamente, em 07 de Dezembro de 2020, também podendo ser prorrogado por cinco períodos de um ano.

1.2. Identificação da Instalação de Produção

Descrição

O FPSO Espírito Santo é classificado pela ABS – American Bureau of Shipping e tem a seguinte anotação de Classe:

*A1 – Floating Production, Storage and Offloading System (FPSO), RFL (20) – 2028, Campos Basin, Brazil, *AMS, UWILD

1.3. Localização da Instalação de Produção

Descrição

O Bloco BC-10, está localizado na Bacia de Campos, aproximadamente a 120 km a Sudeste da cidade de Vitória, no litoral do Brasil (figura 1). O bloco é composto pelos campos de Abalone, Argonauta e Ostra. Os reservatórios são:

Campo	Reservatório	Fase
Abalone	Abalone AW	1
Argonauta	Argonauta B-Oeste	1
Argonauta	Argonauta O-Norte	2
Argonauta	Argonauta O-Sul	3
Argonauta	Massa	3
Ostra	Ostra C	1

As lâminas d'água da área vão de 1.400 metros no lado oeste a 2.100 metros no lado leste. O FPSO está fundeado offshore conforme figura abaixo.



Itens	Coordenadas ANP
Coordenada X (m)	6.478.318.46
Coordenada Y (m)	7.587.292.81
Latitude	S 21 ⁰ 12' 24.63"
Longitude	W 39 ⁰ 44' 32.384"
Sistema	Polyconic – 54W
Datum	SAD69

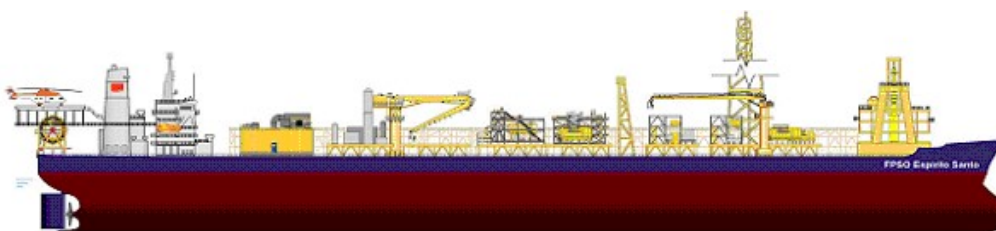
2. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO

2.1. Características Principais da Unidade

Descrição

Para a atividade de produção no Parque das Conchas, a Unidade Estacionária de Produção (UEP) usada é do tipo FPSO, que é uma unidade flutuante, de produção, armazenamento e escoamento de óleo, denominada FPSO Espírito Santo.

O FPSO Espírito Santo é uma unidade de produção projetada, construída e operada por uma empresa offshore do grupo SBM, Brazilian Deepwater Production Ltda, a qual está sob contrato de arrendamento com TAMBA BV, uma empresa offshore do grupo Shell. Este se encontra atualmente em operação, produzindo óleo e gás dos campos de Abalone, Ostra, Argonauta e Massa. Compreendendo as três fases de desenvolvimento.



O FPSO Espírito Santo é uma unidade de produção que foi convertida a partir de um navio tanque do tipo VLCC (*Very Large Crude Carrier*), no qual as facilidades de produção foram instaladas. A estrutura que suporta os equipamentos da Planta de Processo foi projetada para ser instalada no convés principal deste FPSO.

Estão instalados os seguintes equipamentos em módulos:

- Compressores alternativo de gás
- Skid de Medição fiscal
- Compressor de flash tipo parafuso seco
- Sistema de tratamento de gás
- Utilidades e laboratório
- Geração de energia elétrica
- Utilidades para injeção química e tubulações

- Sistema de tratamento de água do mar
- Sistema de injeção de água
- Separador de baixa pressão
- Separador de alta pressão
- Sistema de tratamento óleo/ água
- Vasos do *flare*
- Torre do *flare*
- Motor de frequência variável e meios de aquecimento
- sistema de aquecimento e resfriamento de água
- Sala de equipamentos

Além disso, existem dois guindastes para manuseio de cargas em geral, no convés, um em cada bordo do navio.

A tabela a seguir apresenta as características do FPSO *Espírito Santo* de forma consolidada.

EMBARCAÇÃO	
Comprimento (total)	331,0 m
Boca	57,2 m
Pontal	28,3 m
Altura do <i>flare</i>	128,92 m
Altura do heliporto	38,15 m
Calado carregado	21,9 m
Deslocamento	325.315 t (Relatório de Controle de Peso de novembro de 2007)
Acomodações	Max 136 Pessoas
TANQUES (a 100% de carga)	
Carga	328.596,45 m ³
Slop	8.192,28 m ³
Óleo combustível	4.139,97 m ³
Metanol	830,00 m ³
DEMANDA	
Água do Mar	4505 m ³ por hora
Combustível (Óleo Diesel e Gás)	10 MM ft ³ por dia
Óleo Diesel será utilizado nos geradores, somente quando não houver gás combustível disponível, para emergência somente ou durante o Hook-up e na fase de instalação.	
Energia Elétrica	23,7 MW por dia

2.2. Sistema de Utilidades e Lastro

Descrição

Os seguintes sistemas de utilidades estarão disponíveis no FPSO:

Energia Elétrica 3 geradores acionados por turbina à gás com capacidade de 10.29 MW cada; 1 gerador de emergência acionado por motor à diesel com capacidade de 1 MW; 2 turbo-geradores acionados por turbina à vapor com capacidade de 14 MW; 2 geradores essenciais acionados por motor à diesel com capacidade de 1,8 MW cada.	Sistema de energia	6600 V CA, 60 Hz, trifásico. 440 V CA, 60 Hz, trifásico.
	Sistema de iluminação	220 V CA, 60 Hz, monofásico.
	Iluminação de pequenas cargas	220 V CA, 60 Hz, monofásico.
Vapor de baixa pressão	Pressão	15,0 barg
	Temperatura	201°C
Vapor de alta pressão	Pressão	60,0 barg
	Temperatura	510 ° C
Combustíveis	Gás combustível	Gás processado AP e BP
	Diesel	

	Óleo combustível pesado	Caldeira principal, viagem para a locação.
<p>A caldeira pode ser operada com óleo combustível, óleo diesel e gás combustível.</p> <p>A pressão de projeto é de 75,5 barg; com uma produção de vapor superaquecido de 52.000 kg/hr a 60,8 barg e 515° C; o vapor dessuperaquecido tem uma vazão em cada caldeira de 34.000 kg/hr a 60.8 barg e 370° C.</p> <p>As pressões de abertura das válvulas de segurança são, PSV 1 - 75,5 barg e PSV 2 - 75,2 barg.</p> <p>2.2.1. Sistemas de Flare</p> <p>O FPSO está equipado com dois sistemas independentes de flare, projetados para operarem simultaneamente, um sistema para alta pressão e outro para baixa pressão. Os flares dispõem de sistemas de chama piloto e ignição.</p> <p>2.2.2. Sistema de Gás Combustível</p> <p>O sistema de gás combustível foi projetado para suprir gás na quantidade requerida e nas condições especificadas. O sistema de gás combustível está subdividido em alta e baixa pressão. As turbinas a gás serão alimentadas com gás de alta pressão a 30 barg. O gás de baixa pressão alimentará as caldeiras, aquecedores do convés, regeneração de glicol, chama piloto, inertização de tanques e purga, na pressão de 5 barg.</p> <p>2.2.3. Sistema de Aquecimento do Processo</p> <p>O aquecimento dos fluxos de processo é necessário, entre outros motivos, para melhorar as características de separação do óleo (na fase de separação) e para aquecer o gás combustível. Isto é realizado por um sistema de recirculação fechado, no qual água quente é circulada de maneira contínua. O calor é introduzido através de um condensador de vapor do sistema de baixa pressão. O calor também é suprido através</p>		

de aquecedores à chama e por recuperador de calor da exaustão das turbinas a gás.

2.2.4. Sistema de Resfriamento do Processo

O resfriamento dos fluxos de processo é necessário para remover o excesso de calor das diversas etapas do sistema de produção, tais como: fluxo da descarga dos compressores; glicol regenerado no sistema de desidratação de gás; das turbinas a gás; etc. O sistema de resfriamento é um circuito fechado, no qual água fria é continuamente circulada entre os utilizadores de água de refrigeração e um resfriador de água do mar. A água do mar é fornecida pelo sistema de água salgada.

2.2.5. Sistema de Água Salgada

O sistema de água salgada fornece água do mar para o sistema de injeção de água, água de resfriamento e atividades que usam água salgada diretamente como meio de resfriamento. A água salgada utilizada é descarregada para o mar a uma temperatura inferior à 40°C, sendo que a variação de temperatura da água do mar, na zona de mistura, não deverá exceder a 3°C.

2.2.6. Ar de Instrumentação e de Serviço

Ar comprimido para os sistemas de instrumentação, serviço e ar de partida é fornecido por dois compressores instalados na praça de máquinas.

O ar dos compressores é enviado para os reservatórios de ar de serviço e para o reservatório e de ar de instrumentação (ambos na praça de máquinas) e destes para as unidades através de linhas separadas de ar de serviço e ar de instrumentação.

2.2.7. Centrais de Utilidades

As centrais de utilidades estão disponíveis para os módulos que requeiram suprimentos: Ar de serviço; Nitrogênio; Diesel; Água doce.

A localização das centrais é determinada pelas necessidades de cada módulo. Uma tubulação dedicada de água salgada é usada para o suprimento de água salgada

para usos gerais, como por exemplo, lavagem.

2.2.8. Sistema de Injeção Química

A maioria dos produtos químicos a bordo é armazenada em tanques no convés principal em área próxima ao módulo 24. Tipicamente esses produtos são levados a bordo através de tanques especiais e mantidos temporariamente na laydown área do módulo 15 até a transferência por gravidade e por bombeamento para os tanques do *skid* de injeção química na area próxima ao módulo 24, com exceção do metanol e Diesel que é transferido por meio de embarcação de apoio (bunkering).

2.2.9. Sistemas de Drenagem

A planta de processo é equipada com dois sistemas de drenagem:

- Dreno aberto para materiais não-perigosos. É utilizado para coletar líquidos não-perigosos e escoá-los para o tanque de *slop*;
- Dreno aberto para materiais perigosos. É utilizado para coletar líquidos perigosos (por exemplo, água contaminada com óleo) e direcioná-los para o tanque de *slop*.

2.2.10. Sistema de Nitrogênio

Um sistema dedicado de geração de Nitrogênio (A-T1820) está disponível para fornecer o gás de purga dos módulos de processo.

2.2.11. Sistema de Óleo Diesel (MDO)

Uma tubulação de óleo de diesel, alimentada da praça de máquinas, está disponível para uso pelas seguintes unidades:

- Duas caldeiras principais
- Centrais de utilidades da planta
- Geração de energia elétrica (turbinas a gás)
- Aquecedores à chama do sistema de aquecimento

Além disso, os seguintes tanques de serviço são abastecidos pelo sistema de óleo diesel:

- Tanque de serviço da bomba de incêndio de vante.
- Tanque de serviço da bomba incêndio de ré.
- Tanque de serviço do diesel gerador de emergência.

2.2.12. Gás Inerte

A probabilidade de explosão dos tanques de armazenamento é reduzida, tanto quanto possível, através da manutenção de uma atmosfera inerte no espaço de vapor dos tanques.

O sistema de gás inerte é disponibilizado para os tanques de armazenamento, utilizando o gás de descarga da exaustão das caldeiras principais, o qual é lavado, resfriado e enviado para a tubulação de gás inerte. A composição do gás inerte é continuamente monitorada e um alarme é disparado se a concentração de oxigênio estiver muito alta. Os tanques são protegidos contra sobrepressão e vácuo através de selos especiais (*PV breakers*) na linha principal de gás inerte. O excesso de gás inerte é escoado através de válvulas de suspiro de alta velocidade, em cada tanque, garantindo uma boa dispersão.

2.2.13. Sistema de Lastro

O óleo de carga nos tanques de armazenamento é utilizado como sistema de lastro, o que assegura que a embarcação mantenha a estabilidade no local, durante todas as condições de operação, inclusive durante a descarga para o navio aliviador (*offloading*).

2.3. Sistema de Tancagem

Descrição

O arranjo dos tanques do FPSO ESS é como abaixo:

- 5 tanques centrais (1C,2C,3C,4C and 5C)
- 7 tanques laterais em bombordo (1BP,2P,3AP,3BP,4AP,4BP,5P)
- 7 tanques de carga a boreste (1BS,2S,3AS,3BS,4AS,4BS,5S)
- 1 tanque de carga fora da especificação (1AS)
- 2 tanques de rejeitos (slop P&S)
- 3 tanques de óleo quente (P&S, 1AP)
- 2 tanques de methanol a avante do turret
- 2 tanques de óleo Diesel (P) and (S)
- MDO tanque de residencia (P)
- MDO tanque de serviço (P)
- MDO tanque de serviço (S)
- HFO tanques de serviço (P&S)
- MDO tanque de alagamento
- Bilge Tank
- tanque de óleo fora da especificação
- tanques de água doce (P&S)
- tanque de entrada de água destilada
- tanque de saída de água destilada
- tanque de água destilada da planta de processos
- tanques de água fria
- tanque de lubrificante

. A capacidade do sistema de tancagem pode ser encontrado no **Anexo A**.

2.4. Sistema de Salvatagem

Descrição

2.4.1. Principais Características de Segurança

A principal característica da embarcação é sua grande dimensão. Essa característica separa, efetivamente, os riscos principais de processo / *riser* de hidrocarbonetos da localização da maior parte do pessoal, no centro de controle ou acomodações. A acomodação oferece um refúgio seguro do qual, se necessário, é possível coordenar resposta a emergências e evacuar o pessoal de maneira ordenada. A separação entre a acomodação e a área de processo / *riser* leva em consideração a maior parte dos cenários de acidentes. A evacuação da instalação se dará por meio de baleeiras (preferencialmente) ou por helicóptero.

2.4.2. Facilidades a Bordo

A estratégia básica de escape e evacuação para o pessoal a bordo do FPSO está prevista no documento Análise de Evacuação, Fuga e Salvatagem. A base da estratégia é a seguinte:

- Evacuação das áreas de processo por rotas de fuga localizadas a bombordo e boreste;
- Encaminhamento para as acomodações;
- Direcionamento para os pontos de encontro, localizados no Refeitório Principal – convés A;
- Aguardar instruções e permanecer no local enquanto for seguro;
- Se o acesso às acomodações estiver impedido, dirigir-se ao ponto de encontro alternativo situado avante do FPSO, a bombordo, onde limitado auxílio para evacuação estará disponível;
- Aguardar instruções e permanecer no local enquanto for seguro.

Enquanto o pessoal estiver se reunindo, as equipes de resposta a emergência serão enviadas ao local do incidente para avaliar a dimensão do incidente, relatar o mesmo ao Gerente da Unidade (*OIM – Offshore Installation Manager*), e tomar as medidas necessárias para controlar o incidente.

O Gerente da Unidade, com base nas informações disponíveis, avaliará se a gravidade do incidente justifica a evacuação do FPSO.

2.4.3. Abrigo Seguro

A área de acomodações é considerada como abrigo seguro, sendo suas funções:

- Oferecer uma área para reunião, monitoramento e controle em caso de um grande acidente;
- Oferecer um ambiente seguro e confortável para as pessoas que trabalham a bordo;

No caso de um grande acidente a bordo, o Refeitório Principal – convés A, será utilizado como ponto de encontro. O monitoramento e controle do evento será realizado a partir da sala de controle e da sala de comunicação ambos no convés A.

Localizada na popa do FPSO, a área de acomodações está posicionada tão longe quanto fisicamente possível de potenciais incidentes no processo. Para aumentar a proteção do pessoal contra incêndios no convés de processo ou principal, a parte de vante das acomodações dispõe de uma antepara classe A60. Isto protege a parte de vante das acomodações do alto nível de radiação térmica associada a tais incêndios.

2.4.4. Sistemas de Evacuação

Embarcações de emergência do tipo TEMPSC (Embarcação de Sobrevivência tipo Totalmente Fechada e Propelida à Motor) estão disponíveis para a evacuação de todo o pessoal a bordo, de maneira segura e controlada. Um total de quatro baleeiras, lançadas por turco, estão disponíveis, duas em cada lado da acomodação (uma com capacidade de 100 pessoas e outra com capacidade de 36 pessoas, configurando um total de 136 pessoas em cada bordo) localizadas no convés de baleeiras. As baleeiras fornecidas são capazes de acomodar o total de pessoas a bordo (POB).

Anteparas protetoras isolam as baleeiras contra os efeitos de radiação térmica de incêndios do convés principal ou de processo.

2.4.5. Outros Meios de Escape

Além das baleeiras os seguintes recursos para evacuação estão disponíveis, de acordo com os requisitos SOLAS:

- Um bote de resgate rígido a motor com turco dedicado.
- Balsas infláveis de lançamento manual estão disponíveis, em cada estação de abandono, com capacidade total para todo o pessoal a bordo, sendo (6x25 pessoas) a bombordo e (6x25 pessoas) a boreste.
- Balsas infláveis de lançamento manual estão disponíveis no convés do castelo de proa, em área não perigosa, com capacidade para o número de pessoas que poderiam estar bloqueadas em consequência de um grande incêndio que impeça o acesso às acomodações, sendo (2x25 pessoas) a bombordo e (2x25 pessoas) a boreste.

2.4.6. Equipamento de Proteção Individual

Equipamentos adicionais de salvatagem, incluindo bóias salva-vidas (30 unidades), coletes salva-vidas (362 unidades), estão disponíveis de acordo com requisitos do SOLAS.

2.4.7. Embarcação de Apoio

O pessoal será resgatado do mar, pelo bote de resgate (tipo *Fast Rescue Boat*) do FPSO Espírito Santo ou pelo bote de resgate da Embarcação de Apoio. Poderá haver uma Embarcação de Apoio na área, mas ela não estará dedicada somente ao FPSO Espírito Santo; ela poderá ser compartilhada com outras instalações, numa grande área.

2.5. Sistema de Ancoragem / Posicionamento

Descrição

A unidade de produção FPSO *Espírito Santo* está ancorada através de nove linhas de ancoragem dispostas em três grupos de três linhas cada uma delas conectadas ao solo marinho através de estacas de sucção. O ângulo entre dois conjuntos é de aproximadamente 120°, e o espaçamento entre duas linhas é de aproximadamente 5°. Cada linha de ancoragem tem 5 segmentos: amarra, poliéster, amarra, poliéster e amarra. As propriedades das amarras e do poliéster são as mesmas para todas as linhas.

O sistema foi projetado para permitir a perda de uma linha. A configuração da ancoragem foi projetada para garantir que é consistente com o *offloading*. O raio da ancoragem varia entre aproximadamente 2.500 e 2.700 metros do centro do *turret*. Estacas instaladas por sucção são utilizadas como fundações e estão conectadas às amarras no solo marinho.

As principais características das linhas de ancoragem do FPSO são apresentadas na tabela a seguir.

Componente da Linha de Ancoragem	Comprimento (m)	Diâmetro (mm)	Carga de Ruptura (KN)
Amarra Inferior	330	114	9987
Cabo de Poliéster Inferior	1600	192	10132
Amarra Intermediária	15	114	9987
Cabo de Poliéster Superior	980 – 1120	192	10132
Amarra Superior	168 – 195	114	9987

As 9 estacas de ancoragem foram pré-instaladas antes da chegada do FPSO na locação. Também antes da chegada da unidade, as amarras inferiores, cabos de poliéster inferiores e amarras intermediárias foram conectadas às estacas e ligadas temporariamente a bóias de superfície. Na chegada do FPSO à locação os cabos

poliésteres superiores e as amarras foram conectados às linhas pré-instaladas e transferidas para o guincho de instalação do FPSO. As linhas de ancoragem foram tensionadas para o FPSO e conectadas ao *turret* de tal forma que o centro do *turret* esteja posicionado para suportar a instalação dos *raisers* e dos umbilicais. O FPSO possui sistema de monitoramento online/remoto para avaliar o tensionamento e ângulo das amarras.

2.6. Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio

Descrição

O objetivo geral do sistema de detecção de incêndio e de gás é monitorar todas as áreas onde possam ocorrer um incêndio ou acumulação de uma mistura potencialmente inflamável ou gás tóxico. O sistema detecta esses eventos, alerta o pessoal permitindo ações apropriadas, iniciadas automática ou manualmente, de modo a minimizar as consequências do evento.

O sistema de detecção de incêndio e gás, dependendo da prioridade do sistema de alarme, inicia a operação automática das seguintes funções:

- Alarmes no FPSO;
- Paradas de emergência adequadas, através do sistema de ESD (*Emergency Shut Down*).

O FPSO está dividido em zonas de incêndio. Como essas zonas de incêndio são parte essencial da filosofia de resposta a incêndios do FPSO, as designações das zonas de incêndio são consistentes com os objetivos de detecção e proteção em todo o FPSO.

A situação de todos os detectores de incêndio ou de gás e dos sinais de combate a incêndio no FPSO é apresentada em um painel localizado na sala de controle.

Alarmes audíveis são disparados no FPSO ao detectar gás ou incêndio. Em áreas com

alto nível de ruído, indicações visuais também estão disponíveis. O sistema de detecção de incêndio nas acomodações e na praça de máquinas permite identificar o local do evento. Detectores de gás ou incêndio, nessas áreas, estão conectados diretamente ao sistema central de controle nas acomodações e na praça de máquinas.

O sistema de detecção inclui conexões por cabo para os seguintes sistemas de combate a incêndio:

- Bombas de incêndio;
- Sistemas de dilúvio;
- Sistema de espuma para o convés principal e o heliporto;
- Sistema de gás inerte;
- *Dumpers* e ventiladores.

Os sistemas de espuma podem ser acionados manualmente a partir de painéis locais ou painel de combate a incêndio na sala de controle.

Nas áreas com óleo de carga de alta pressão, também estão instalados sistemas de detecção de névoa.

2.6.1. Bombas de Incêndio

O objetivo das bombas de combate a incêndio é suprir água para a linha principal de incêndio no convés principal. O suprimento de água é crítico para controlar e mitigar riscos de incêndio de modo a prevenir a propagação, proteger a estrutura e a planta e oferecer proteção aos sistemas que são essenciais para a preservação da vida na situação de emergência.

O sistema de bombas de combate a incêndio consiste de:

- Duas bombas hidráulicas, acionadas por motor à diesel, com capacidade de 2.000m³/h cada;
- Duas bombas auxiliares, com capacidade de 50m³/h, localizadas na praça de máquinas. Estas bombas manterão o anel principal pressurizado.

As bombas hidráulicas, à diesel, que abastecem a linha de incêndio principal partem automaticamente quando cai a pressão na linha ou através do sistema de controle de incêndio e gás, quando há detecção de incêndio. As bombas também podem ser acionadas remotamente da sala de controle ou manualmente junto às bombas.

2.6.2. Linhas de Água de Incêndio

A linha no convés principal permite que a água de incêndio seja fornecida a todos os sistemas de proteção. O anel pressurizado supre os seguintes sistemas:

- Sistema de dilúvio do *turret*;
- Estoques de hidrocarbonetos líquidos nos módulos de processo;
- Módulo de *knock out (KO) drum* do *flare*;
- Hidrantes distribuídos no FPSO e canhões de espuma;
- Hidrantes nas acomodações;
- Sistemas de dilúvio no convés principal;
- Sistema de dilúvio nos módulos.

2.6.3. Sistema de Espuma

O sistema de espuma é projetado para mitigar os efeitos de incêndio de poças, de modo a proteger pessoas e evitar progressão do evento. Equipamentos de espuma para combate a incêndio estão disponíveis no convés principal, áreas de *offloading* e o heliporto, como uma primeira linha de defesa contra incêndio nessas áreas. O suprimento de espuma é crítico para controlar e mitigar riscos de incêndio de modo prevenir a propagação, proteger a estrutura e a planta e oferecer proteção aos sistemas que são essenciais para a preservação da vida na situação de emergência.

Duas bombas elétricas de líquido gerador de espuma, com 100% de capacidade cada, uma válvula de controle de pressão e um dosador de espuma estão localizados no compartimento de espuma a bombordo e a ré do bloco de acomodações no convés principal. As bombas de espuma abastecem a linha principal de espuma, normalmente seca, que por sua vez abastece os canhões de espuma e sistemas de dilúvio no

convés principal e em outras áreas.

Os canhões de espuma oferecem proteção para as áreas abertas no convés. Dilúvio de espuma oferece proteção para as áreas no convés abaixo dos módulos.

Um sistema dedicado de espuma, por ser rápido e confiável, está instalado na área do heliporto para evitar ou extinguir incêndios de helicóptero ou em combustível de aviação que possam ocorrer. O sistema consiste em três canhões de espuma operados manualmente. Os canhões são abastecidos com água da linha principal de água de incêndio.

2.6.4. Sistemas de Proteção Passiva

O objetivo da proteção passiva instalada no FPSO é proteger as estruturas, do impacto direto e efeitos de radiação térmica de um incêndio, assegurando dessa forma sua integridade por um tempo mínimo determinado, dependendo da função da estrutura protegida.

A proteção passiva é instalada primariamente em suportes de módulos de processo com grandes estoques de líquidos, válvulas de parada de emergência e tubulação adjacente e para a torre do *flare*. O grau de proteção passiva foi especificado de acordo com avaliações formais de segurança, a fim de prover uma proteção substancial do ativo.

2.7. Sistema de Movimentação de Carga e Pessoal

Descrição

Existem um número de operações de içamento e manuseio de carga que serão feitos a bordo do FPSO durante as operações normais. Essas operações serão executadas através de guindastes instalados no FPSO. As capacidades de içamento são as seguintes:

- Guindaste de bombordo- 25 t @ 20m e 8 t @ 35m e
- Guindaste de boreste- 25 t @ 20m e 8t @ 35m.

FPSO ES possui cesta de transbordo de pessoas do Tipo FROG 6, homologada pela Capitania dos Portos.

2.8. Sistema de Comunicação

Descrição

2.8.1. Comunicações Normais

Os sistemas não essenciais de telecomunicação foram projetados e são operados utilizando os seguintes critérios:

- Disponibilizar comunicação interna eficaz entre o pessoal da sala de controle e o pessoal nas diferentes áreas de trabalho, assegurando que as instruções, mensagens, chamados de apoio e outras informações sejam emitidas e recebidas claramente em toda a instalação.
- Assegurar que o roteamento de cabos utilize a proteção da estrutura do FPSO sempre que possível e utilize ao máximo o conceito de separação física entre circuitos individuais de sistemas duplicados.
- Atenda aos códigos, padrões, recomendações, diretrizes e critérios de desempenho.

2.8.2. Comunicações de Emergência

O sistema de comunicação de emergência permite que o pessoal da sala de controle transmita informações ao pessoal nas áreas em situações normais e de emergência.

O sistema também permite que o pessoal da sala de controle se comunique com unidades externas (por exemplo, embarcação de prontidão) para pedidos de auxílio se necessário.

Um sistema de comunicação e alarme geral foi instalado a bordo com alto-falantes localizados por toda a embarcação, para permitir a comunicação e sinais de alarme geral de emergência. O sistema inclui um gerador de sinais com quatro diferentes sinais de alarmes a serem emitidos pelos alto-falantes distribuídos pela embarcação.

Durante uma situação de emergência, enquanto informações são transmitidas pelo sistema de comunicação, o volume de qualquer alarme ativo nesse instante é automaticamente reduzido para permitir que a informação transmitida tenha prioridade.

A energia elétrica para o sistema de comunicação e alarme geral é fornecida através de um sistema redundante de alimentação contínua (UPS), assegurando o fornecimento de energia elétrica por 4 horas, no caso de falha dos sistemas de alimentação principais e emergência.

Nas áreas do FPSO sujeitas a nível elevado de ruído, por exemplo, na praça de máquinas e praça de bombas, alarmes visuais foram instalados, além dos alarmes auditivos. Esses alarmes visuais fazem parte do sistema de incêndio e gás.

Comunicações externas estão disponíveis para contato com embarcações de apoio e outros, de modo a emitir pedidos de socorro se necessário. Para tanto há um sistema de GMDSS padrão (Sistema Global de Acidente e Segurança Marítima) instalado na sala de controle.

2.9. Sistema de Geração e Distribuição de Energia Elétrica**Descrição**

O sistema de geração de energia elétrica é composto dos seguintes itens:

Energia Elétrica - 3 geradores acionados por turbina a gás com capacidade de 10.29 MW cada; - 1 gerador de emergência acionado por motor à diesel com capacidade de 1 MW; - 2 turbo-geradores acionados por turbina à vapor com capacidade de 14 MW; - 2 geradores essenciais acionados por motor à diesel com capacidade de 1,8 MW cada.	Sistema de energia	6600 V CA, 60 Hz, trifásico. 440 V CA, 60 Hz, trifásico.
	Sistema de iluminação	220 V CA, 60 Hz, monofásico.
	Iluminação de pequenas cargas	220 V CA, 60 Hz, monofásico.

O sistema de suprimento de energia elétrica de emergência é projetado de forma a suprir utilizadores pré-definidos no caso de falha do sistema principal.

Sistemas de no-break ou baterias auxiliares também estão disponíveis para sistemas classificados como críticos, para assegurar sua operação contínua no caso de falha simultânea tanto do suprimento principal quanto do sistema de emergência. O gerador diesel de emergência está localizado em um compartimento dedicado no convés nível B, na popa, bombordo e por ante a ré da acomodação.

O gerador de emergência é capaz de suprir energia no caso de falha do sistema principal. A partida do gerador ocorrerá automaticamente, na ocorrência de baixa tensão no painel de emergência que está localizado na sala do gerador de emergência. Além disso, alguns sistemas

de emergência dispõem de instalações duplas de *no-breaks*. O cabeamento utilizado para distribuição de energia elétrica de emergência, incluindo *no-breaks*, é classificado como resistente ao fogo.

3. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE PRODUÇÃO

3.1. Sistema de Produção

Descrição

Os poços são conectados via *manifolds*, linhas de escoamento e *risers* submarinos ao FPSO, com conexões através do *turret*.

O FPSO recebe óleo de 4 reservatórios: Abalone AW (*West*), Ostra C, Massa e Argonauta (setores de B-Oeste, O-Norte e O-Sul). O projeto do FPSO incorpora uma planta de produção para processar e estabilizar o óleo, com separação de água e gás. Os módulos de processo estão posicionados 4m acima do convés principal em área aberta, naturalmente ventilada. A planta de processo tem a capacidade de 100.000 barris de óleo/dia de produção de óleo e 50 milhões pés cúbicos de gás/dia e inclui, além dos equipamentos de processamento de óleo, uma planta para compressão e condicionamento do gás associado para injeção ou exportação de gás, bem como facilidades para injeção de água.

O óleo processado é estocado nos tanques de carga do FPSO e é transferido periodicamente para navios aliviadores (*shuttle tankers*). Atualmente o gás é exportado através de um gasoduto conectado ao sistema de exportação de gás do bloco BC-60 para a costa e, alternativamente, pode ser reinjetado no reservatório.

3.2. Sistema de Processamento de Óleo**Descrição**

Existem seis linhas de produção de óleo cru, e uma linha de produção de gás pré separado, a partir dos quatro reservatórios do BC-10, algumas das quais podem fornecer óleo aquecido para as bombas submersas, que estão conectadas ao FPSO pelos *risers*. Os *risers* estão conectados ao convés do *turret* interno, com válvulas de isolamento no nível do convés do colar, acima do qual estão os *manifolds* e *swivels*.

Três linhas de produção partem do *turret* para três separadores dedicados de primeiro estágio (ver tabela abaixo ref. P1, P2 e P3).

Ref:	Equipamento	Volume M³	Pressão de Projeto (barg)	Pressão de Trabalho (barg)	Temperatura de Trabalho (° C)	PMTA (barg)	Pressão de abertura das válvulas de segurança (barg)
P1	Separador de primeiro estágio V-T6211 – Train A	144	FV / 20	6.99	60 – 81	20	20
P2	Separador de primeiro estágio V-T6221 – Train B	63	FV / 20	6.99	45 - 80	20	20
P3	Separador de primeiro estágio V-T6231 – Train C	144	FV / 20	6.99	45 – 77	20	20
P5	Separador de segundo estágio V-T6212 – Train A	173	FV / 20	1.24	110	20	20
P6	Separador de segundo estágio V-T6222 – Train B	74	FV / 20	1.24	105 -110	20	20
P7	Separador de segundo estágio V-T6232 – Train C	153	FV / 20	1.24	106-108	20	20

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo

	P8	Electrostatic Treater V-T6213	289	FV / 20	6.24	120	20	20	
--	----	----------------------------------	-----	---------	------	-----	----	----	--

O óleo separado e a água associada passam por uma série de trocadores óleo-óleo e em seguida por um aquecedor de óleo para aumentar a temperatura do fluido antes de entrar em três separadores dedicados no segundo estágio (ver tabela abaixo ref. P5, P6 e P7).

As bombas de óleo (módulo 2) transportam o hidrocarboneto para os aquecedores de tratamento de óleo (módulo 3) e separador eletrostático sendo então resfriado e medido antes de ser enviado para estocagem.

No caso de parada de emergência, o fluxo de processo será bloqueado por válvulas em seções definidas. Isto foi projetado para minimizar a quantidade de óleo que seria vazado na ocorrência de uma ruptura.

O sistema de separação foi projetado para processar 100.000 barris de óleo por dia; com até 130.000 barris de água por dia; com um total de fluido de 150.000 barris por dia e 50 milhões de pés cúbicos de gás por dia.

Os principais volumes de processamento para as instalações de produção do FPSO estão resumidos na tabela abaixo.

Tabela - Principais Volumes de Processamento de Fluido da FPSO

Capacidade de Produção de Óleo das Instalações	100 Mbbl/d	16 Mm ³ /d
Capacidade de Produção de Água das Instalações	130 Mbbl/d	21 Mm ³ /d
Total da Capacidade de Produção de Líquidos das Instalações	150 Mbbl/d	24 Mm ³ /d
Capacidade de Produção de Gás das Instalações	50 MMscf/d	1.4 MMm ³ /d
Capacidade da água de injeção (inicial)	75 Mbbl/d	12.0 Mm ³ /d

Abaixo são apresentados os upgrades realizados no processamento de fluido e utilidades devido a fase 3 do BC-10:

Sistema de Óleo Quente e Expansão da Capacidade de Armazenamento de Óleo Quente (“Hot Oil”)

O sistema de Óleo Quente da unidade possui basicamente quatro funções:

- Mitigação da hidratação/viscosidade nas colunas de produção em caso de Shut Down
- Reinício dos poços e bombas multifásicas
- Fornecer fluxo mínimo necessário para produção dos poços na coluna de produção
- Comissionamento/descomissionamento dos poços

O estoque de óleo quente da unidade é mantido no FPSO em três tanques dedicados (tanques de óleo quente de bombordo e boreste e 1AP, convertido na fase 3). Cada tanque de óleo quente (bombordo e boreste) é fornecido de óleo cru do separador de segundo estágio onde as bombas de transferência (deepwell pumps) transferem óleo quente destes dois tanques para o tanque 1AP. Consequentemente as bombas de injeção de óleo quente da planta de processo, localizadas no módulo 10, transferem o óleo quente do 1AP para os risers submarinos.

Durante a fase 3 o tanque de carga 1AP foi convertido para tanque de armazenamento de óleo quente. Expandindo a capacidade de armazenamento de óleo quente em 8727,20m³.

Expansão do Processamento Primário devido a Fase 3

Em 2016 foi realizada a expansão de 25000 barris para 35000 barris de petróleo processado no trem B para produzir poços de massa. As modificações realizadas no trem B de produção para o incremento de 10000 barris foram:

- Aumento da capacidade das bombas de óleo cru (P-T6221 A/B);
- Aumento da capacidade dos trocadores de calor de placas do Trem B;
- Aumento e ajuste na capacidade dos medidores de vazão tipo turbina T62-FT-260A/B
- Substituição do controle de nível do tanque V-T6222, LCV-246, FCV259, PCV202 e LVC216 para aumentar a capacidade para 35.000 BOPD.

- Revisão dos tempos de retenção de separação versus características do óleo da Fase 3 verificando o desempenho aceitável / fluxo e separações de riser para o treater para início da vida (até 10% de water cut).

3.3. Sistema de Processamento de Gás

Descrição

O sistema de processamento de gás consiste em gás retirado das seguintes unidades:

- Separador de Gás V-T 6241 – Módulo 1;
- Gás do Separador de Produção – Trem A – Módulo 1;
- Gás do Separador de Produção – Trem B – Módulo 1;
- Gás do Separador de Produção – Trem C – Módulo 1 e
- Compressão de Gás – Módulo 6.

A finalidade do sistema de processamento de gás é fornecer:

- Gás combustível de baixa pressão– retirado após o KO drum – pressão 7 barg a 45°C;
- Gás combustível de alta pressão – retirado após a desidratação – 60 barg a 45°C;
- Gás de injeção/exportação – compressão de 4 estágios, a 21 barg, 62 barg, 127 barg e 216/345 barg.

Os equipamentos do processamento de gás são:

- Separador de gás;
- Compressor de gás de baixa pressão, “flash”;
- Resfriador de tomada de compressão;
- Tambor coletor KO;
- Lavadores de gás de 1º, 2º, 3º e 4º estágios;

- Compressores de 1º, 2º, 3º e 4º estágios e
- Resfriadores de descarga do 1º, 2º, 3º e 4º estágios.

A capacidade do sistema de processamento de gás é de 50 MM ft³ por dia.

A capacidade de projeto do compressor de gás flash é de 20 MM ft³ por dia.

A capacidade de projeto de compressão do gás é de 45 MM ft³ por dia.

A capacidade de projeto da injeção de gás é de 30 MM ft³ por dia.

A pressão de operação da exportação de gás no topo do riser é de 205 barg e a pressão de projeto do gás de exportação no topo do *riser* é de 255 barg.

A pressão de operação da injeção de gás no topo do *riser* é 345 barg e a pressão de projeto da injeção de gás no topo do *riser* é 380 barg.

A pressão de projeto do compressor de gás *flash* é de 20 barg na sucção e descarga; as pressões de operação são: para a sucção do resfriador é de 1,1 barg; para a da sucção do compressor é 0,65 barg; para a descarga do compressor é de 7,5 barg;

As temperaturas de operação são: 110° C a montante do resfriador da sucção; 45° C a jusante do resfriador da sucção; 33° C do lavador da sucção; e 98° C na descarga do compressor.

A pressão de projeto do compressor de 1º e 2º estágios é de vácuo/20 barg no resfriador da sucção e descarga; vácuo/25 barg para o 1º estágio e 2º estágio na sucção e descarga;

A pressão de operação: da tomada do resfriador de sucção é de 6,5 barg; a da sucção do compressor de 1º estágio é de 5,8 barg; a da sucção do compressor de 2º estágio é de 20,3 barg; a de descarga do compressor de 2º estágio é de 61,8 – 64,3 barg;

As temperaturas de operação são: 45o C na sucção do compressor de 1º estágio; 138° C na descarga do 1º estágio; 45° C na sucção do 2º estágio; 135° C na descarga do 2º estágio.

A pressão de projeto do compressor de 3o estágio é de vácuo/71 barg na sucção e vácuo/161 barg na descarga;

A pressão de projeto do compressor de 4o estágio é de vácuo/161 barg na sucção e vácuo/372 barg na descarga;

A pressão de operação na sucção do 3º estágio é de 60 barg;

A pressão de operação na sucção do 4º estágio é de 126-150 barg e na descarga 215-355 barg;

As temperaturas de operação no 3º estágio são: 45° C na sucção e 113/122° C na descarga.

A tabela a seguir contém as principais características dos equipamentos utilizados no processamento de gás.

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo

Ref:	Equipamento	Volume M³	Pressão de Projeto (barg)	Pressão de Trabalho (barg)	Temperatura de Trabalho (°C)	PMTA (barg)	Pressão de abertura das válvulas de segurança (barg)
P4	Gas Separator V-T6241	144	FV / 20	6.99	60 – 81	20	20
P9	Compression KO Drum V T7410	10.9	FV / 20	5.7	45	20	20
P10 (3 trains)	1st Stage Suction Scrubber	1.6	FV / 25	5.8	40 – 45	25	25
P10 (3 trains)	2nd Stage Suction Scrubber	0.9	FV / 25	20.3–20.8	45	25	25
P10 (3 trains)	1st Stage Suction Pulsation damper	0,6	FV / 25	5.8	40 – 45	25	25
P10 (3 trains)	1st Stage Discharge Pulsation damper	0,5	FV / 25	20.7-21.1	138	25	25
P10 (3 trains)	2nd Stage Suction Pulsation damper	0,4	FV / 25	20.3-20.7	45	25	25
P10 (3 trains)	2nd Stage Discharge Pulsation damper	0,3	FV / 71	61.7-64.3	134-135	71	71
P11	TEG Contactor	6,6	FV / 71	55-65	45	71	71
P11	Glycol Filter Separator	0,7	FV / 71	55-65	45	71	71
P12 (3 trains)	3rd Stage Suction Scrubber	0.8	FV / 71	60 – 62.6	45	71	71
P12 (3 trains)	4th Stage Suction Scrubber	0.7	FV / 161	126.2 – 149.2	45	161	161

Ref:	Equipamento	Volume M³	Pressão de Projeto (barg)	Pressão de Trabalho (barg)	Temperatura de Trabalho (°C)	PMTA (barg)	Pressão de abertura das válvulas de segurança (barg)
P12 (3 trains)	3rd Stage Suction Pulsation damper	0,1	FV / 71	60 – 62.6	45	71	71
P12 (3 trains)	3rd Stage Discharge Pulsation damper	0,2	FV / 161	127.6-150.7	110-122.4	161	161
P12 (3 trains)	4th Stage Suction Pulsation damper	0,1	FV / 161	126.2-149.2	45	161	161
P12 (3 trains)	4th Stage Discharge Pulsation damper	0,2	FV / 371.3	216.1-357.5	92.6-122	371	371
P14	HP Fuel Gas Scrubber	19	FV / 34.5	30,5	35	34,5	34,5
P16	Flash Gas Compressor Suction Scrubber	4,7	FV / 20	0,65	33-45	20	20
P16	Flash Gas Compressor Gas/Lube Oil Primary Separator	4,7	FV / 20	7,5	97,5	20	20
P16	Flash Gas Compressor Gas/Lube Oil Secondary Separator	0,8	FV / 20	7,2	97,5	20	20

3.4. Sistema de Exportação do Óleo e Exportação/Importação do Gás

Descrição

O óleo é aliviado em operações de “offloading” onde o óleo é transferido por mangotes para o navio aliviador (*shuttle tanker*). Quanto à exportação/importação de gás, foram previstas três etapas distintas, a saber:

- Inicialmente o gás foi re-injetado no reservatório de Ostra. Isto se deveu ao fato de que o gasoduto de exportação ainda não se encontrava disponível por ocasião da entrada em produção da unidade. Esta operação é também prevista em casos de indisponibilidade do gasoduto, por qualquer motivo, durante a vida útil da unidade.
- Após comissionamento do gasoduto em 2014, o gás passou a ser encaminhado ao gasoduto de exportação/importação via interligação submarina.

3.5. Sistema de Gás Combustível

Descrição

O sistema de gás combustível foi projetado para fornecer aos utilizadores de gás as quantidades necessárias nas condições especificadas. O sistema de gás combustível está subdividido em alta e baixa pressão.

O sistema de alta pressão alimenta as turbinas a gás e edutor de gás a uma pressão de 30,0 barg. O gás é retirado do segundo estágio do resfriador de descarga dos compressores, tratado via: glicol; lavador de gás de alta pressão e aquecedor de gás de alta pressão.

O sistema de baixa pressão alimenta as caldeiras, aquecedores do convés, regeneração de glicol, chama piloto, inertização de tanques e purga. O gás é processado através do aquecedor de gás combustível.

3.6. Sistema de Automação, Controle e Parada de Emergência

Descrição

3.6.1. Sala de Controle Central

Como o centro de operações do FPSO, a função da Sala de Controle Central é possibilitar ao pessoal realizar as operações da embarcação em um ambiente relativamente protegido. Apesar do processo de produção ter sido projetado, em grande parte, com intervenção manual mínima, os operadores deverão supervisionar a operação e realizar ações quando necessário, principalmente de dentro da Sala de Controle Central.

A Sala de Controle Central também servirá de centro de operações durante situações de emergência. A partir dessa sala os incidentes de emergência podem ser monitorados e as operações de recuperação orientadas. Os operadores da sala de controle também podem se comunicar com entidades externas (por exemplo, embarcação de apoio) e também com todo o pessoal a bordo através do sistema de comunicação interna.

Foram instalados detectores de incêndio para assegurar que o pessoal seja alertado em caso de início de incêndio.

O ar ambiente na Sala de Controle Central é mantido através do sistema de ventilação e ar-condicionado que abastece as acomodações.

3.6.2. Sistema de Parada de Emergência

O sistema de parada de emergência foi projetado para que medidas corretivas imediatas sejam tomadas automaticamente ou manualmente de forma a:

- Proteger o pessoal;
- Proteger a instalação e os equipamentos;
- Evitar a progressão de um incidente e
- Isolar os estoques de hidrocarbonetos.

O sistema de parada de emergência dispõe de mecanismos de detecção e resposta,

capaz de tomar ação rápida para colocar a planta na condição mais apropriada e segura. O sistema disponibiliza uma função de suporte a comando para o abrigo seguro, através de informação sobre o estágio de parada da planta e os meios de iniciar manualmente a parada da planta. No caso de confirmação de detecção de incêndio ou gás, condições anormais de processo ou início de operação manual, os sistemas de parada desligam as instalações de produção, produção do *turret* e equipamento de utilidades de processo como adequado, de maneira ordenada, mantendo então os requisitos de segurança para o equipamento e o pessoal.

Há quatro níveis de parada no FPSO, que variam da parada de uma unidade de processo ou a parada de uma unidade não-crítica até a parada total da instalação:

- Parada nível 1 – Parada após emergência – Preparar para abandonar;
- Parada nível 2 – Parada de emergência;
- Parada nível 3 – Parada de processo e
- Parada nível 4 – Parada de unidade.

Os sistemas de segurança são independentes dos sistemas de controle e alarme, de modo que uma falha em um desses sistemas não impede a operação do sistema de segurança.

Uma parada nível 1 somente será iniciada em resposta a uma emergência extrema, como uma grande explosão ou incêndio fora de controle. A parada tem a finalidade de eliminar todas as fontes restantes de ignição antes do abandono do FPSO e só poderá ser iniciada manualmente a partir da Sala de Controle Central, em ambas as estações de baleeiras e da escada do heliporto.

Uma parada nível 2 é causada por condições externas, não relativas ao processo, que impedem a operação segura do sistema de produção, tais como incêndio, um derrame importante de hidrocarboneto ou emissão de gás. A parada afeta as válvulas da cabeça de poço, as linhas de produção de óleo e gás e os sistemas que dependem da continuidade do sistema de produção e utilidade, incluindo os geradores principais de energia elétrica.

Uma parada nível 3 resulta em parada total do processo, sem afetar as utilidades.

Uma parada nível 4 é uma ação preventiva, normalmente causada por um evento ou estado indesejável que ocorra em um processo ou equipamento fora de seus limites máximos de operação.

3.6.3. Sistema de Proteção Contra Alta Pressão

O sistema de proteção contra alta pressão está disponível para proteger equipamentos na planta contra possível sobrepressão resultante de aumento de pressão no poço.

Todos os *risers* dispõem de sensor de pressão projetados para alimentar um sistema dedicado de proteção de forma a proteger o equipamento a jusante.

Seguem abaixo as principais características dos elementos de controle e segurança instalados nas colunas e linhas de produção:

Caldeiras: As pressões de abertura das válvulas de segurança são PSV 1 - 75,5 barg e PSV 2 - 75,2 barg.

Processamento do Óleo: As pressões de abertura das válvulas de segurança são, PSV 1 - 75,5 barg e PSV 2 - 75,2 barg.

Processamento do Gás: As pressões de abertura das válvulas de segurança do 1o e 2o estágios são:

- Lavador do 1o estágio – 25 barg
- Resfriador da descarga do 1o estágio – 25 barg
- Resfriador da descarga do 2o estágio – 71 barg

As pressões de abertura das válvulas de segurança do 3o e 4o estágios são:

- Lavador do 3o estágio – 71 barg
- Resfriador da descarga do 3o estágio – 161 barg
- Resfriador da descarga do 4o estágio – 371 barg
- Unidade de Glicol é de 71 barg.

A tabela a seguir contém as principais características dos elementos de controle e segurança.

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume M³	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's Size (in)	PSV's			HIPPS	Válvula SS	PSV Dimensão
									Set point	Type	Size			
P1	Production Header A	Piping	20" / 24"	189,6	20	20	Yes	3						
		Production Separator A					Yes		20	Bellows	2 x 4P6			Blocked full gas flow
P2	Production Header B	Piping	14" / 16"	81,9	20	20	Yes	3						
		Production Separator B					Yes		20	Bellows	2 x 4M6			Blocked full gas flow
P3	Production Header C	Piping	14" / 14"	161,5	20	20	Yes	3						
		Production Separator C					Yes		20	Bellows	2 x 4P6			Blocked full gas flow
P4	Gas Header	Piping	10" / 8"	149,4	20	20	Yes							
		Gas Separator					Yes	2	20	Bellows	2 x 4P6			Blocked full gas flow
P5	Oil section	Piping	2" / 6" / 14"	193,1	20	20	Yes	PCV with dual function						
		2nd Stage Separator A					Yes		20	Bellows	2 x 4P6			Fire

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume M³	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's Size (in)	PSV's			HIPPS	Válvula SS	PSV Dimensão
									Set point	Type	Size			
P6	Oil section	Piping	10"	79,8	20	20	Yes	PCV with dual function						
		2nd Stage Separator B					Yes		20	Bellows	2 x 4M6			Fire
P7	Oil section	Piping	14"	162,5	20	20	Yes	PCV with dual function						
		2nd Stage Separator C					Yes		20	Bellows	2 x 4P6			Fire
P8	Oil Gathering	Piping	13.2" / 16" / 14"	283,7	20	20	Yes							
		Electrostatic Treater					Yes		20	Bellows	2 x 6Q8			Fire
P9	Gas section	Piping	10" / 6" / 16" / 8"	23,8	20	20	Yes							
		Compression KO Drum					Yes	2	20	Bellows	2 x 4P6			Blowby
P10	Main Gas compression 1st stage	Piping		2,4	25/25	25/25	Yes	2	25	Pilot	3L4 / 3K4			Back Flow / Blocked Outlet
		Suction scrubber / Suction Pulsation damper / Discharge Pulsation damper					Yes							
	Main Gas compression 2nd stage	Piping		2,4	25/71	25/71	Yes	2	71	Pilot	2G3			Blocked Outlet
		Suction scrubber / Suction Pulsation damper / Discharge Pulsation damper					Yes							

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume M³	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's Size (in)	PSV's			HIPPS	Válvula SS	PSV Dimensão
									Set point	Type	Size			
P11	Gas Dehydration	Piping	4"	8,7	71	71	Yes							
		TEG Contactor					Yes	3	71	Conventional	2 x 3J4			Back Flow
		Glycol Filter Separator					Yes	2	71	Conventional	2 x 1D2			Fire
P12	Main Gas compression 3rd stage	Piping		1	71	71	Yes	2	161	Pilot	1F2			Back Flow
	Main Gas compression 4th stage	Piping		1	161	161	Yes	2	161	Pilot	1F2			Blocked Outlet
		4th Stage Discharge Pulsation damper			371	371	Yes	2	371	Pilot	1D2			Blocked Outlet
P13	Gas section	Piping	4"	1,7	371	371	Yes	2	371	Pilot	1D2			Blocked Outlet
P14	HP Fuel Gas section	Piping	6" / 4"	20,4	34,5	34,5								
		Fuel Gas scrubber					Yes	3	34,5	Bellows	2 x 4N6			Blowby
P15	LP Fuel Gas section	Piping	4"	2,6	15,4	15,4	Yes	3	10	Bellows	2 x 4N6			Blowby
P16	Gas Section	Flash Gas suction scrubber		12,8	20	20	Yes	2	20	Bellows	2 x 1E2			Fire
		Lube Oil primary scrubber					Yes	2	20	Bellows	2 x 3L4			Blocked Outlet
P17	Methanol section	Piping	3"	0,4	345	345	Yes	2	345	Conventional	4 x 1 1/2 x 3			Blocked Outlet

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume M³	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's Size (in)	PSV's	HIPPS	Válvula SS	PSV Dimensão
--	-------	-------------	----------	-----------	---------------------------	-------------	--------	-----------------	-------	-------	------------	--------------

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo

									Set point	Type	Size			
R1	Service Riser	Piping	4.63"	113	Upstream of manifold spec break - 383 barg Downstream of manifold spec break - 20 barg Subsea riser system design pressure (differential) - 347 barg	12 (top of riser)	Yes	Manual		HIPPS		Yes	Yes (*)	Downstrea m Piping System
R2	Gas Riser	Piping	7.12"	269	Upstream of manifold spec break - 383 barg Downstream of manifold spec break - 20 barg Subsea riser system design pressure (differential) - 347 barg	12 (top of riser)	Yes	Manual		HIPPS		Yes	Yes (*)	Downstrea m Piping System
R3	Oil Riser	Piping	9"	425	Upstream of manifold spec break - 383 barg Downstream of manifold spec break - 20 barg Subsea riser system design pressure (differential) - 347 barg	12 (top of riser)	Yes	Manual		HIPPS		Yes	Yes (*)	Downstrea m Piping System
R4	Mixed Riser	Piping	7.12"	229	Upstream of manifold spec break - 383 barg Downstream of manifold spec break - 20 barg Subsea riser system design pressure (differential) - 265 barg	12 (top of riser)	Yes	Manual		HIPPS		Yes	Yes (*)	Downstrea m Piping System
R5	Mixed Riser	Piping	7.12"	226	Upstream of manifold spec break - 383 barg Downstream of manifold spec break - 20 barg Subsea riser system design pressure (differential) - 265 barg	12 (top of riser)	Yes	Manual		HIPPS		Yes	Yes (*)	Downstrea m Piping System
R8	Gas Injection	Piping	5.37"	150	371	371 (top of riser)	Yes	Manual	371	Pilot	3 x 1D2	Yes	Yes (*)	Injection System

(*) Nota: R1-R8

As válvulas da árvore em todos os risers são as seguintes: Surface-controlled subsea safety valve (SCSSV) em completção, Production Master Valve (PMV), Production Swab Valve (PSV), Production Wing Valve (PWV), Crossover Valve (XOV), Production Shutdown Valve (PSDV), Annulus Master Valve (AMV), Annulus Access Valve (AAV), Annulus Swab Valve (ASV), Annulus Wing Valve (AWV). As árvores são as mesmas com exceção das seguintes: Válvula choke de injeção de gás está na posição reversa, Abalone tem um ponto extra de injeção de químicos. A pressão de projeto das árvores de natal (EVDTs) é de 10.000 psi.

A formação de hidratos é prevenida nas linhas de exportação e injeção de gás através da desidratação do gás na Unidade de Glicol. Em caso de indisponibilidade da Unidade de Glicol, nenhum gás será exportado ou injetado. Ciclos de alta pressão, tanto quente quanto frio, serão gerados no compressor para evitar baixas temperaturas, problemas com hidratos durante a compressão e reciclagem de gás úmido. O software HYSIS é utilizado para avaliar as chances de formação de hidrato no sistema.

3.6.4. Sistema *Blowdown*

Em caso de detecção de incêndio ou gás a despressurização dos sistemas de processo, através do *flare* de alta ou baixa pressão, reduz o estoque potencial de gás de hidrocarboneto disponível que poderá alimentar tanto a liberação inicial ou qualquer progressão subsequente do incidente. Para o evento inicial, a duração da combustão de gás e o comprimento de chama são reduzidos significativamente, diminuindo em consequência o potencial para progressão do incidente.

O sistema de *blowdown* é crítico para reduzir o estoque disponível para alimentar uma liberação no caso de um incidente com hidrocarboneto. Além disso, a despressurização de vasos de hidrocarbonetos reduz a possibilidade de progressão.

3.6.5. Plano de Resposta a Derrame de Óleo no Mar

Em atendimento a Lei 9.966/2000, a Unidade Estacionária de Produção FPSO Espírito Santo, conta, durante a fase de operação no Parque das Conchas, com um Plano de Emergência Individual para combate a derrame de óleo no mar. Tal plano é desenvolvido em consonância com a Resolução CONAMA Nº 398/2008, inclusive quanto ao dimensionamento de recursos para eventuais combates.

O Plano de Emergência Individual foi aprovado pelo Órgão Ambiental Competente, neste caso a CGPEG/IBAMA, antes da emissão da Licença de Operação – LO da unidade.

Conforme preconizado no Anexo III da Resolução CONAMA Nº 398/08, o dimensionamento de recursos deve obedecer a 3 níveis de descarga, a saber:

- Descarga pequena (até 8 m³) – recursos de resposta devem ser disponibilizados em até 2 (duas) horas;
- Descarga média (de 8 a 200 m³) - recursos de resposta devem ser disponibilizados em até 6 (seis) horas;
- Descarga de pior caso – recursos de resposta devem ser disponibilizados de forma escalonada conforme indicado abaixo:
 - TN1: Recursos em até 12 (doze) horas
 - TN2: Recursos em até 36 (trinta e seis) horas
 - TN3: Recursos em até 60 (sessenta) horas

Quanto aos principais recursos a serem previstos no plano, podem ser citadas as embarcações de apoio que operam para a Shell Brasil Petróleo Ltda. Estas por si só podem executar ações de monitoramento da mancha e dispersão mecânica. São também aptas a atuarem na contenção e recolhimento do óleo derramado, sendo dotadas de barreiras e recolhedores. É previsto também no plano um contrato com uma empresa nacional especializada em resposta a derrame de óleo no mar. Tal contrato prevê o fornecimento de recursos (materiais e humanos) para combate no mar e em terra, inclusive para limpeza de áreas costeiras eventualmente atingidas em caso de acidentes de grande monta. O conjunto destes recursos garante o atendimento ao dimensionamento requerido pela Norma Legal pertinente.

Além disso, a Shell Brasil Petróleo Ltda., sendo membro da *Shell Response Limited*, tem acesso direto à recursos internacionais de resposta a emergência. Esse suporte poderá ser a partir do fornecimento de equipamentos da Oil Spill Response Limited – OSRL e East Ásia Response Limited – EARL, bem como pelo provimento de apoio com pessoal treinado da Global Response Support Network – GRSN (funcionários da Shell com capacitação em resposta à emergência). Se necessário, os recursos destas

instituições podem ser disponibilizados no Brasil em até 60 horas.

4. DESCRIÇÃO DA MALHA DE COLETA E INTERLIGAÇÃO COM OUTRAS INSTALAÇÕES



Os poços de produção são conectados ao FPSO através de PLETS, manifolds de produção, manifolds de elevação artificial (providos de bombeio centrífugo submerso, BCS), linhas de escoamento e risers rígidos, através de um sistema de turret interno.

Os poços injetores de água são conectados ao FPSO através de PLETS, linhas de escoamento e risers rígidos.

O gás produzido pode ser reinjetado no reservatório de Ostra, através de um poço

injetor de gás ou exportado para o campo de Jubarte através de gasoduto submarino.

O FPSO recebe óleo de 6 centros de perfuração distintos: Ostra-C, Abalone-AW (Oeste), Argonauta-BW (Oeste), Argonauta-ON (Norte), Argonauta-OS (Sul) e Massa (Argonauta):

- O centro Ostra-C *foi desenvolvido* durante a fase 1 do projeto de BC-10 e está localizado a aproximadamente 9 km a leste do FPSO. Os 7 poços de produção de Ostra-C produzem para o manifold de elevação artificial ALM1, dotado de 4 bombas centrífugas (BCS), que por sua vez é interligado ao FPSO através de um riser de gás de 7", um riser de óleo de 9" e um riser de produção de 4,6" que pode também ser utilizado para fornecer óleo aquecido de serviço a este sistema. Ostra possui também 1 poço de injeção de gás para manutenção da pressão do reservatório.
- O centro Abalone AW, também parte do escopo da fase 1 do projeto, está localizado aproximadamente a 20 km a sudeste do FPSO, sendo produzido por um poço que também está interligado ao manifold de elevação artificial ALM1.
- O centro de perfuração Argonauta BW foi desenvolvido durante a fase 1 do projeto de BC-10 e está localizado aproximadamente a 8 km a oeste do FPSO. Em 2019, um poço adicional para adensamento de malha foi incorporado. Os 3 poços do centro de BW produzem para o manifold de elevação artificial ALM2, dotado de 2 bombas centrífugas (BCS), que por sua vez está conectado ao FPSO através de duas linhas de produção de 7", uma das quais pode ser utilizada para fornecer óleo aquecido de serviço este sistema.
- O centro de perfuração Argonauta ON está localizado aproximadamente 9 km a noroeste do FPSO e foi desenvolvido durante a fase 2 do projeto de BC-10,

inicialmente com sete (7) poços. No ano de 2019, um novo poço foi adicionado à malha e, ao longo de 2022 um nono poço está sendo desenvolvido. Embora já perfurado e com a árvore de natal instalada, este todavia não está interligado à malha de produção. Os 8 poços hoje produtores do centro ON produzem para o manifold de elevação artificial ALM3, dotado de 4 bombas centrífugas (BCS), que por sua vez é conectado ao FPSO através de duas linhas de produção de 9", uma das quais pode ser utilizada para fornecer óleo aquecido de serviço para este sistema. O reservatório de Argonauta-ON possui também 4 poços de injeção de água para manutenção da pressão do reservatório.

- O centro de perfuração de Argonauta OS se encontra a aproximadamente 6 Km a oeste de Argonauta BW e foi desenvolvido na fase 3 do projeto inicialmente com um (1) poço. Em 2020 um segundo poço adicional foi incluído no sistema de OS, totalizando dois (2) poços produtores.
- O centro de perfuração de Massa (Argonauta) também foi desenvolvido na fase 3 do projeto. Este centro está a 6,5 Km a sudoeste de Argonauta OS e possui 4 poços que produzem também para o manifold de elevação artificial ALM2. O reservatório Massa possui também 2 poços de injeção de água para manutenção da pressão do reservatório.

A tabela abaixo contém o diâmetro externo e interno, comprimento, pressão de trabalho das linhas de fluxo e riser BC-10.

Linha	Diâmetro Interno (m)	Comprimento (m)	Pressão de Trabalho (psi)
Linha de Produção de Óleo Ostra 1	0,286	10.100	7.500
Linha de Serviço de Ostra	0,137	10.000	7.500
Linha de Produção de Gás de Ostra	0,181	10.000	5.000
Linha Intracampo de Ostra C1	0,181	2.100	5.000
Linha Intracampo de Ostra C2	0,181	2.100	5.000

Linha Intracampo de Produção de Abalone A1	0,136	16.200	5.000
Linha Intracampo de Produção de Abalone A2	0,136	16.200	5.000
Linha de Injeção de Gás	0,137	7.600	5.000
Linha de Exportação de Gás	0,191	41.200	3.700
Linha Intracampo de Produção de Óleo 3 de Argonauta O-Norte	0,236	4.400	4.500
Linha Intracampo de Produção de Óleo 4 de Argonauta O-Norte	0,236	4.400	4.500
Linha Intracampo de Produção de Óleo 5 de Argonauta O-Norte	0,236	1.200	4.500
Linha Intracampo de Produção de Óleo 6 de Argonauta O-Norte	0,236	1.200	4.500
Linha de Injeção de Água de Argonauta O-Norte	0,236	10.000	4.500
Linha Intracampo de Injeção de Água de Argonauta O-Norte	0,236	2.100	4.500
Linha de Injeção de água entre Argonauta O-Norte e Massa	0,23	14.300	4.500
Linhas Intracampo de Produção (BW-Massa-OS-BW)	0,19	27.000m (total das 3 linhas)	4.500
Linha de Produção de Argonauta BW1	0,187	9.300	4.000
Linha de Produção de Argonauta BW2	0,187	9.300	4.000
Linha de Produção de Óleo 1 de Argonauta O-Norte	0,236	10.100	4.500
Linha de Produção de Óleo 2 de Argonauta O-Norte	0,236	10.100	4.500

Abaixo, segue um resumo dos equipamentos submarinos instalados em BC-10:

Árvores de Natal Verticais (EVDT)

- 24 Árvores de Produção - EVDT 1.0
- 1 Árvore de Produção – Bonsai
- 1 Árvore de Produção – EVDT 2.0
- 6 Árvores de Injeção de Água - EVDT 1.0
- 1 Árvore de Injeção de Gás - EVDT 1.0

Manifolds

- 5 Manifolds de produção de 4-Slots
- 1 Manifold de produção de 3-Slots
- 1 Manifold de produção de 2-Slots
- 3 Manifolds de elevação artificial (ALM – *Artificial Lift Manifold*)

PLETS

- 27 PLETS de Produção -
- 5 PLETS de Injeção de Água
- 1 PLET de Injeção de Gás
- 1 PLET de exportação de Gás

Linhas de Produção e Injeção

- 143,6 Km Linha de Produção (7 Risers)
- 24,6 Km Injeção de Água (1 Riser)
- 7,6 Km de Injeção de Gás (1 Riser)
- 41,3 Km Exportação de Gás (1 Riser)

Umbilicais

- 5 Umbilicais dinâmicos 52,9 Km
- 10 Umbilicais estáticos 49,9 Km.

Em 2018, um novo tipo de bomba foi instalado. A “Mud Line Pump” é um sistema de bombeio menor e mais leve que as BCS, contendo uma bomba híbrida e intercambiável com as outras bombas.

Uma unidade de alta pressão (BFHPU – “Barrier Fluid High Pressure Unit”) também foi instalada em 2018 como um skid de suporte para a Mud Line Pump. A unidade foi instalada no convés dos equipamentos do turret e possui função de reservatório, filtragem, regulação e acúmulo de pressão para o suprimento de fluido de barreira para a Mud Line Pump através dos tubos umbilicais já existentes na planta. O fluido de barreira é uma mistura de água com etilenoglicol (MEG) cuja função é atuar como fluido de resfriamento e lubrificação e promover acúmulo de pressão no motor da Mud Line Pump.



5. GLOSSÁRIO

Descrição

- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- EVDT – Enhanced Vertical Deepwater Tree
- BCS – Bombeio Centrífugo Submerso
- FPSO – Floating, Production, Storage and Offloading unit
- GMDSS – Global Maritime Distress and Safety System
- POB – People on Board
- RFHU – Ready For Hook Up
- SOLAS – Safety of Life at Sea
- TEMPSC – Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft
- VLCC – Very Large Crude Carrier

Página intencionalmente em branco

**RELATÓRIO DE INFORMAÇÕES DO
CONCESSIONÁRIO (RIC)
(Anexo 4 do Regulamento Técnico do SGSO)

FPSO ESPIRITO SANTO**

Página intencionalmente em branco

IDENTIFICAÇÃO DO CONCESSIONÁRIO

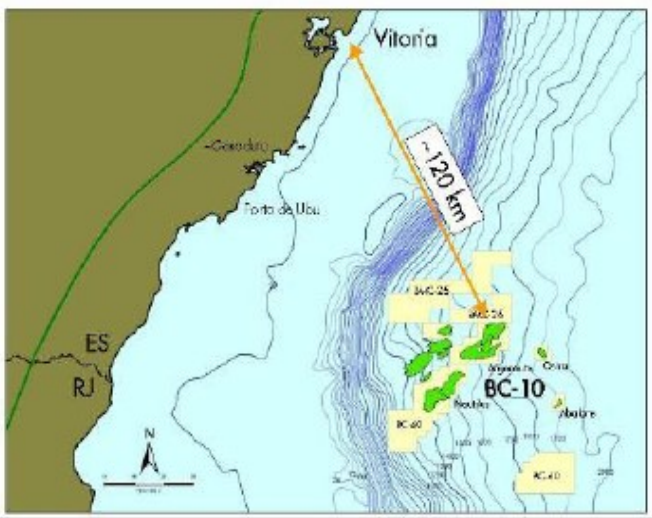
SHELL BRASIL LTDA.	CNPJ: 10.456.016/0001-67 Endereço: Av. República do Chile, 330 – Centro, Rio de Janeiro – RJ Telefone: 21-3984-7000
---------------------------	---

1 – IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO DE PRODUÇÃO

CAMPO	BC-10 – Parque das Conchas
BACIA	Bacia de Campos
NUMERO DO CONTRATO	48000.003552/97-11
UNIDADE MARÍTIMA	FPSO ESPÍRITO SANTO

2 – LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO

ITEM	INFORMAÇÕES														
Dados de Coordenadas Geográficas	<p>O FPSO estará fundiado offshore, aproximadamente 120 km a sudeste da cidade de Vitória, no Espírito Santo.</p> <p>As coordenadas geográficas da locação do FPSO são:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Itens</th><th>Coordenadas ANP</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Coordenada X (m)</td><td>6.478.318.46</td></tr> <tr> <td>Coordenada Y (m)</td><td>7.587.292.81</td></tr> <tr> <td>Latitude</td><td>S 21° 12' 29.070"</td></tr> <tr> <td>Longitude</td><td>W 39° 44' 32.384"</td></tr> <tr> <td>Sistema</td><td>Polyconic – 54W</td></tr> <tr> <td>Datum</td><td>SAD69</td></tr> </tbody> </table>	Itens	Coordenadas ANP	Coordenada X (m)	6.478.318.46	Coordenada Y (m)	7.587.292.81	Latitude	S 21° 12' 29.070"	Longitude	W 39° 44' 32.384"	Sistema	Polyconic – 54W	Datum	SAD69
Itens	Coordenadas ANP														
Coordenada X (m)	6.478.318.46														
Coordenada Y (m)	7.587.292.81														
Latitude	S 21° 12' 29.070"														
Longitude	W 39° 44' 32.384"														
Sistema	Polyconic – 54W														
Datum	SAD69														

<p>Dados de Coordenadas Geográficas</p> <p>(cont)</p>	
<p>Dados Geológicos</p>	<p>A Bacia de Campos está situada entre as coordenadas 21° 30' S e 23° 45' S e 38° 45' W e 42° 00' W, sendo limitada a Norte pelo Alto de Vitória, a Sul pelo Alto de Cabo Frio e a Oeste por terrenos quaternários e terciários, se estendendo pelas porções marinha e continental.</p> <p>A porção marinha da Bacia, até os 3.400 m de profundidade, possui uma área aproximada de 100.000 km², tendo sua porção continental aproximadamente 500 km² (RANGEL et al., 1996, ANP, 2005, entre outros).</p> <p>A origem da Bacia de Campos é semelhante à origem das demais bacias sedimentares da margem continental leste brasileira, cuja evolução foi controlada pelos eventos da tectônica de placas, associada a um rifteamento tardio e uma posterior deriva continental entre a América do Sul e a África. Esses eventos são divididos em três estágios principais: pré-rifte, rifte e pós-rifte (proto-oceânico e marinho), que controlaram o preenchimento e a estratigrafia das bacias sedimentares (ASMUS, 1982; FAINSTEIN, 2004).</p>

<p>Dados Geológicos</p> <p>(cont)</p>	<p>A tectônica crustal da fase rifte (Cretáceo Inferior) associada às modificações ocorridas no substrato por reativações tectônicas (Cretáceo Superior) foram responsáveis pelo estabelecimento das falhas e, posteriormente, pela estruturação da tectônica adiastrófica - importante na orientação das áreas preferenciais de captação de turbiditos (Albiano ao Recente) e no controle da migração e acumulação de grandes volumes de hidrocarbonetos (CARMINATTI, 1987)</p> <p>Esses eventos contribuíram para instalação de sistemas de vales em rifte (rift-valleys), com estruturas orientadas, preferencialmente, na direção NE-SW, com tendência N-S ao longo da margem continental leste. O sistema de vales em rifte é formado por feições do tipo horst, gráben e meigráben, que são limitadas por falhas sintéticas e antitéticas, com rejeitos que variam até a centenas de metros (CARMINATTI e DIAS in CARMINATTI, 1987).</p> <p>O arcabouço estratigráfico da Bacia de Campos é composto por rochas do embasamento cristalino, ígneas e sedimentares. As seqüências da fase rifte da Bacia incluem os basaltos da Formação Cabiúnas e a porção inferior da Formação Lagoa Feia, constituída por conglomerados, coquinas e pelitos fluviolacustres. As seqüências de margem passiva, protooceânica e marinha, abrangem a Formação Macaé (Albiano) e o Grupo Campos (Turoniano- Coniaciano).</p> <p>A Formação Cabiúnas tem idade eocretácea (134 ± 4 M.a. e 122 ± 5 M.a.) e é representada por derrames basálticos que cobrem o embasamento cristalino e formam o assoalho sotaposto a todo</p>
---------------------------------------	--

<p>Dados Geológicos (cont)</p>	<p>o preenchimento sedimentar da Bacia. Essa formação é constituída por basaltos organizados em derrames e níveis de piroclásticos interestratificados com conglomerados polimíticos (MIZUSAKI et al., 1989 apud RANGEL et al., 1994).</p> <p>A Formação Lagoa Feia apresenta idade barremiana/aptiana. É constituída por rochas de diversas origens, contendo conglomerados polimíticos, arenito grosso conglomerático, arenito muito fino, folhelho e siltito. Nessa unidade destacam-se dois tipos de rochas, o que permite subdividi-la em dois membros: o Membro Coqueiros e o Membro Retiro. O primeiro é constituído por coquinas e pelecípodes, cujas camadas variam entre 15 e 50 m de espessura. O segundo é representado por uma suíte evaporítica, constituída predominantemente por camadas de halita hialina e anidrita. Essas camadas são geralmente, remobilizadas, dando origem a grandes domos salinos, os quais perfuram pacotes sedimentares subjacentes. Os ambientes deposicionais preconizados para essa formação são: leques aluviais, sistemas fluviais lacustres e planície de sabkhas</p> <p>A Formação Macaé possui idade albiana e cenomaniana. É caracterizada pela presença de calcirruditos, calcarenitos e calcilutitos. A sedimentação dessa Formação representa o início da incursão marinha ocorrida na Bacia de Campos. A Formação Macaé se subdivide em três Membros, que são litologicamente muito distintos: os Membros Quissamã, Outeiro e Goitacás.</p> <p>O Membro Quissamã se caracteriza pela presença de espessos leitos de calcarenito e calcirrudito oolítico e detrital, podendo aparecer dolomitizado. O Membro Outeiro é constituído por</p>
--------------------------------	---

<p>Dados Geológicos (cont)</p>	<p>calcilutito, marga e folhelho, com camadas esporádicas de arenitos turbidíticos. O Membro Goitacás compõe-se de conglomerado polimítico, arenito mal-selecionado e calcilutito. Os ambientes deposicionais para a Formação Macaé são: leques aluviais, plataforma carbonática, talude e correntes de turbidez.</p> <p>O Grupo Campos, definido por SCHALLER (1973) como Formação, foi redefinido por RANGEL et al. (1994) como Grupo. A idade desse Grupo situa-se entre o Turoniano e o Maastrichtiano, sendo representado por clásticos carbonáticos. O Grupo é subdividido nas Formações Ubatuba, Carapebus e Emborê.</p> <p>A Formação Ubatuba é uma seção pelítica, depositada até o Holoceno, relacionada a paleoambiente de baixa energia. Esta unidade se constitui de folhelho, argila, marga, calcilutito e diamictito, possuindo uma espessura de milhares de metros de pelitos. Em seu interior, são observados arenitos turbidíticos, denominados, coletivamente, de Formação Carapebus. A Formação Ubatuba foi individualizada no Membro Tamoios, que se distingue das demais rochas por ser mais litificada. Os ambientes marinhos deposicionais do Grupo Campos são o abissal, o batial e o nerítico.</p> <p>A Formação Carapebus tem uma idade turoniana a holocênica. É constituída por arenito fino a conglomerático, em camadas intercaladas com os pelitos da Formação Ubatuba. O processo de deposição estabelecido para essa unidade é o de correntes de turbidez em ambiente de talude continental.</p>
--------------------------------	--

<p>Dados Geológicos (cont)</p>	<p>A Formação Emborê, com idade provável entre o Maastrichtiano e o Holoceno, é representada por arenitos e carbonatos impuros, sendo subdividida nos Membros: São Tomé, Siri e Grussaí. O primeiro é constituído por clásticos, o segundo por calcarenito bioclástico e o terceiro por calcarenito bioclástico e detrital.</p> <p>No Bloco BC-10, os reservatórios situam-se entre o Cretáceo Superior e o Eoceno, sendo que os alvos exploratórios estão nos intervalos Turoniano-Coniaciano e Maastrichtiano-Campaniano. Os reservatórios são interpretados como turbiditos de águas profundas, depositados durante a fase drifte (SHELL, 2005).</p> <p>O campo de Argonauta está localizado em uma prolífica zona de falhas que proporcionou a migração vertical de hidrocarbonetos da rocha-fonte lacustre da Formação Lagoa Feia até os reservatórios do Cretáceo Superior e do Terciário. Os campos de Ostra e Abalone estão fora desse sistema de falhas e são associados com domos de sal, tendo os hidrocarbonetos migrado por falhas e pelos flancos dos domos salinos.</p> <p>O assoalho oceânico na área de desenvolvimento do Bloco BC-10 é caracterizado pela presença de depósitos de transporte de massa e um amplo sistema de base de cânion. Os depósitos de transporte de massa são recobertos por uma camada substancial de drapes hemipelágicos, não apresentando mais qualquer sinal de atividade. Apenas o fato de sua presença regional extensiva afere à topografia de fundo uma feição suavemente ondulada.</p> <p>Os gradientes do assoalho marinho na região do Projeto BC-10 são tipicamente de 4° ou menores, com valores extremos da</p>
--------------------------------	--

Dados Geológicos (cont)	ordem de 10° a 25° ao longo dos flancos do sistema de cânion. Não existe nenhuma evidência direta de ocorrência atual de erosão no assoalho marinho da área do Projeto, nem de possíveis ocorrências de sedimentos com zonas de alta pressão.																																																						
Dados dos Reservatórios	<table><tr><th>Campo</th><th>Unidade</th><th>Ostra</th><th>Abalone</th><th>Argonauta (BO)</th><th>Argonauta (Massa)</th></tr><tr><td>Profundidade</td><td>m</td><td>2830</td><td>4370</td><td>2849</td><td>2600</td></tr><tr><td>Tipo de Formação</td><td>-</td><td>Arenito</td><td>Arenito</td><td>Arenito</td><td>Arenito</td></tr><tr><td>Porosidade</td><td>%</td><td>30</td><td>20</td><td>31</td><td>30</td></tr><tr><td>Permeabilidade</td><td>mD</td><td>360</td><td>120</td><td>600</td><td>1000</td></tr><tr><td>Pressão Estática</td><td>psi</td><td>4335</td><td>6900</td><td>4353</td><td>3950</td></tr><tr><td>Viscosidade</td><td>cP</td><td>8</td><td>0,1</td><td>30,6</td><td>17</td></tr><tr><td>RGO</td><td>SCF/STB</td><td>271</td><td>2600-3877</td><td>250</td><td>370</td></tr><tr><td>Saturação de água inicial</td><td>%</td><td>18</td><td>18</td><td>20</td><td>22</td></tr></table>	Campo	Unidade	Ostra	Abalone	Argonauta (BO)	Argonauta (Massa)	Profundidade	m	2830	4370	2849	2600	Tipo de Formação	-	Arenito	Arenito	Arenito	Arenito	Porosidade	%	30	20	31	30	Permeabilidade	mD	360	120	600	1000	Pressão Estática	psi	4335	6900	4353	3950	Viscosidade	cP	8	0,1	30,6	17	RGO	SCF/STB	271	2600-3877	250	370	Saturação de água inicial	%	18	18	20	22
Campo	Unidade	Ostra	Abalone	Argonauta (BO)	Argonauta (Massa)																																																		
Profundidade	m	2830	4370	2849	2600																																																		
Tipo de Formação	-	Arenito	Arenito	Arenito	Arenito																																																		
Porosidade	%	30	20	31	30																																																		
Permeabilidade	mD	360	120	600	1000																																																		
Pressão Estática	psi	4335	6900	4353	3950																																																		
Viscosidade	cP	8	0,1	30,6	17																																																		
RGO	SCF/STB	271	2600-3877	250	370																																																		
Saturação de água inicial	%	18	18	20	22																																																		
Dados Meteoceano-gráficos	<ul style="list-style-type: none">• Lâmina d'água – Anexo B• Ventos predominantes – Anexo C• Correntes predominantes – Anexo D• Dados de ondas (altura – HS e período significativos) – Anexo E																																																						

3 – DIAGRAMA DE FLUXO DA PRODUÇÃO E DO PROCESSO

ITEM	INFORMAÇÕES
Fluxograma do processo de produção	Anexo F

4 – DESCRIÇÃO DO PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO/GÁS NATURAL

ITEM	INFORMAÇÕES
	<p>Os poços estão conectados via <i>manifolds</i>, linhas de escoamento e <i>risers</i> submarinos ao FPSO, com conexões através do <i>turret</i>.</p> <p>O FPSO recebe óleo de 3 campos diferentes: Abalone, Argonauta, e Ostra, no bloco de concessão BC-10. O projeto do FPSO incorpora uma planta de produção para processar e estabilizar o óleo, com separação de água e gás. Os módulos de processo estão posicionados 4m acima do convés principal em área aberta, naturalmente ventilada. A planta de processo tem a capacidade de 100.000 barris/dia de produção de óleo e 50 milhões pés cúbicos de gás e inclui, além do equipamento de processamento de óleo, uma planta para compressão e condicionamento do gás associado para injeção e, exportação de gás, bem como facilidades para injeção de água.</p> <p>O óleo processado é estocado nos tanques de carga do FPSO e é transferido periodicamente para navios aliviadores (<i>shuttle tankers</i>) para transporte para terra.</p> <p>O gás foi inicialmente reinjetado no reservatório e atualmente é exportado através de um gasoduto conectado ao sistema de exportação de gás do bloco BC-60 para a costa.</p> <p>Processamento de Petróleo</p> <p>Existem seis linhas de produção a partir dos quatro reservatórios do BC-10, algumas das quais podem fornecer óleo aquecido para as bombas submersas, que estarão conectadas ao FPSO pelos risers. Os risers estão conectados ao convés do <i>turret</i> interno, com válvulas de isolamento no nível do convés do colar, acima do qual estão os <i>manifolds</i> e <i>swivels</i>.</p>

	<p>Três linhas de produção partem do turret para três separadores dedicados de primeiro estágio.</p> <p>A separação de primeiro estágio foi projetada para operar a 7,0 barg e entre 45°C e 80°C.</p> <p>O óleo separado e a água associada passam por uma série de trocadores óleo-óleo e em seguida por um aquecedor de óleo para aumentar a temperatura do fluido antes de entrar em três separadores dedicados no segundo estágio.</p> <p>Os separadores no segundo estágio foram projetados para operar a uma pressão de 1,25 barg e a uma temperatura entre 100°C e 117°C.</p> <p>As bombas de óleo (módulo 2) transportam o hidrocarboneto para os aquecedores de tratamento de óleo (módulo 3) e separador eletrostático sendo então resfriado e medido antes de ser enviado para estocagem.</p> <p>Deve ser observado que a pressão de óleo não exceda 8,0 barg durante esse processo, com temperaturas de até aproximadamente 120°C.</p> <p>No caso de parada de emergência, o fluxo de processo será dividido por válvulas em seções definidas. Isto foi projetado para minimizar a quantidade de óleo que seria vazado na ocorrência de uma ruptura.</p> <p>Processamento de Gás Natural</p> <p>O sistema de processamento de gás consiste em gás retirado das seguintes unidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Separador de gás V-T 6241 – Módulo 1 • Gás do Separador de Produção – Trem A – Módulo 1 • Gás do Separador de Produção – Trem B – Módulo 1 • Gás do Separador de Produção – Trem C – Módulo 1 • Compressão de gás – Módulo 6
--	--

	<p>A finalidade do sistema de processamento de gás é fornecer:</p> <ul style="list-style-type: none">• Gás combustível de baixa pressão– retirado após o KO drum – pressão 7 barg a 45°C;• Gás combustível de alta pressão – retirado após a desidratação – 60 barg a 45°C.• Gás de injeção/exportação – compressão de 4 estágios, a 21 barg, 62 barg, 127 barg e 216/345 barg
--	--

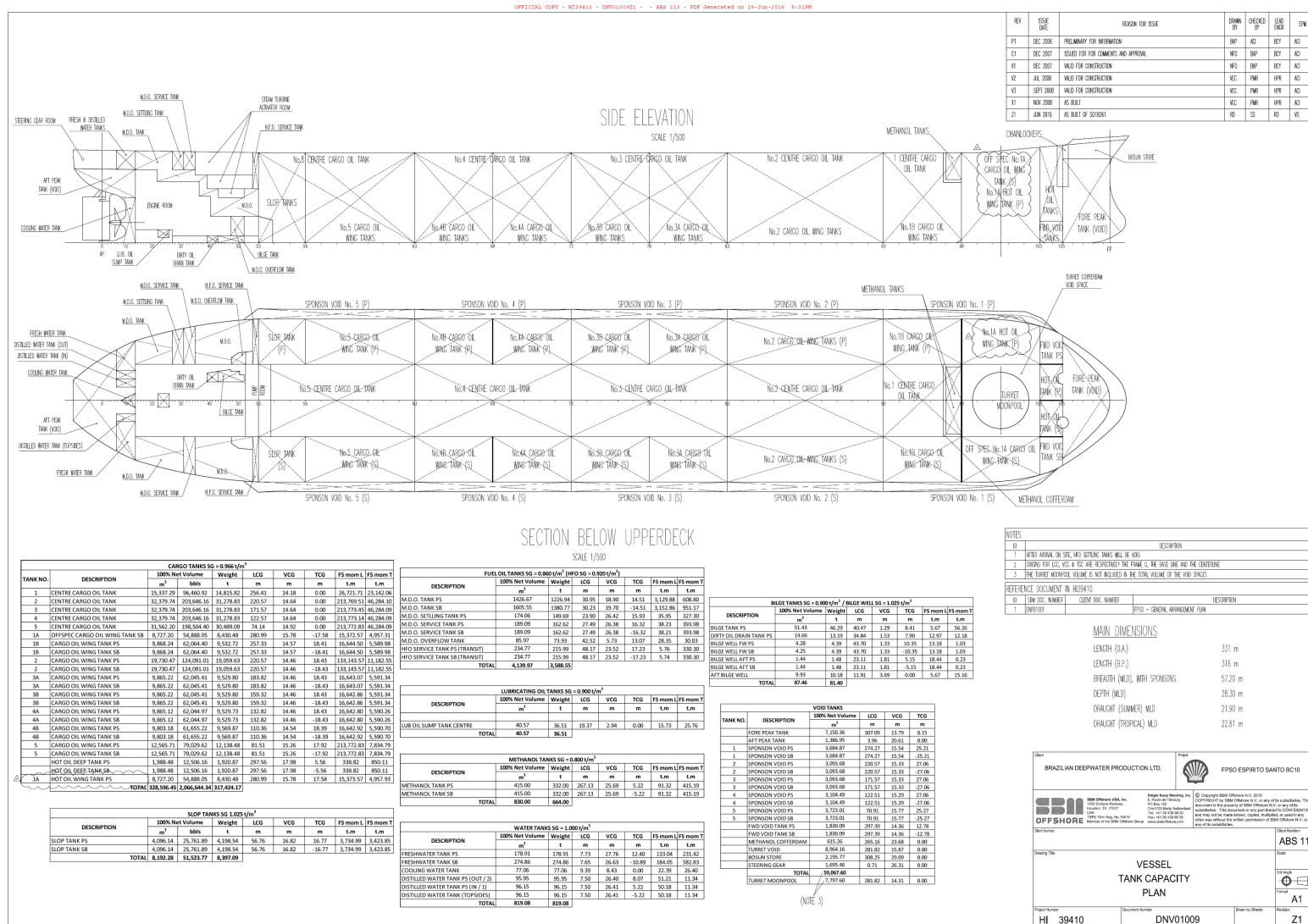
ANEXO A

Capacidade de Tancagem

Outubro/2022

Revisão 10

78/89



ANEXO B

Dados Meteoceanográficos

Lâmina d'Água

As lâminas d'água no bloco BC-10 vão de 1400 metros no lado oeste até 2100 metros no lado leste.

O FPSO estará localizado em uma área onde a lâmina d'água varia entre 1750 e 1800 metros.

ANEXO C

Dados Meteoceanográficos

Ventos Predominantes

Os valores de vento são referentes a 10 metros acima do nível médio do mar e com duração de 10 minutos.

Velocidade do Vento por Período de Retorno (m/s)

DIREÇÃO	PERIODO DE RETORNO (ANOS)					
	1	10	20	30	50	100
N	19.63	23.35	24.75	25.58	27.61	29.01
NE	19.19	23.34	24.86	25.76	26.89	28.42
E	16.92	18.75	19.21	19.77	20.78	21.18
SE	15.85	21.26	23.14	24.25	25.63	27.01
S	18.81	23.90	25.99	27.21	28.75	30.84
SW	19.01	23.30	25.29	25.46	27.93	29.98
W	16.05	22.12	24.23	25.46	27.01	29.11
NW	13.14	17.41	18.96	19.86	21.00	22.54

Percentagem de Ocorrência Simultânea de Velocidade do Vento e Direção do Vento

FAIXAS DE INTENSIDADE (m/s)	DIREÇÃO								Total	%	Direção média
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW			
0.0 - 1.0	271	174	139	132	178	123	94	105	1216	1.87	45.16
1.0 - 2.0	255	321	258	240	242	181	186	148	1831	2.82	78.58
2.0 - 3.0	407	749	617	411	417	299	277	204	3381	5.20	79.55
3.0 - 4.0	549	1025	936	715	582	401	293	272	4773	7.34	86.63
4.0 - 5.0	752	1566	1238	994	797	481	262	281	6371	9.80	84.98
5.0 - 6.0	882	1845	1356	1062	819	523	219	193	6899	10.61	81.84
6.0 - 7.0	1311	2538	1292	1131	927	553	180	165	8098	12.45	71.10
7.0 - 8.0	1207	2482	1028	815	811	515	119	100	7077	10.88	65.57
8.0 - 9.0	1379	2673	822	651	641	428	136	68	6798	10.45	54.25
9.0 - 10.0	1299	2069	411	342	388	303	96	54	4962	7.63	42.38
10.0 - 11.0	1186	2022	311	229	371	269	76	36	4500	6.92	39.64
11.0 - 12.0	983	1279	168	147	210	184	53	30	3054	4.70	33.67
12.0 - 13.0	651	867	137	72	144	128	25	9	2033	3.13	32.26
13.0 - 14.0	484	983	105	47	127	159	45	4	1954	3.00	31.31
14.0 - 15.0	232	381	34	15	35	70	25	2	794	1.22	26.70
15.0 - 16.0	147	425	8	18	21	63	34	2	718	1.10	24.53
16.0 - 17.0	66	116	1	9	13	34	7	5	251	.39	19.92
17.0 - 18.0	23	83	1	5	10	9	13	2	146	.22	22.41
18.0 - 19.0	19	43	0	2	3	0	2	0	69	.11	28.68
19.0 - 20.0	19	36	0	0	3	2	2	0	62	.10	25.74
20.0 - 21.0	11	21	0	2	1	2	1	0	38	.06	29.06
21.0 - 22.0	3	8	0	1	0	0	0	0	12	.02	26.68
22.0 - 23.0	0	1	0	0	1	0	0	0	2	.00	93.00
23.0 - 24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	.00	-
24.0 - 25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	.00	-
Total	12136	21707	8862	7040	6741	4727	2145	1680	65039		
%	18.66	33.38	13.63	10.82	10.36	7.27	3.30	2.58			
Intensidade média	8.23	8.22	6.13	6.10	6.54	6.99	5.69	4.78			

ANEXO D

Dados Meteoceanográficos

Correntes Predominantes

Frequência de Corrente de Superfície por Direção

Corrente (m/s)	DIREÇÃO								Total	%	VMédia
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW			
0,0 / 0,1	102	125	108	134	112	81	82	83	827	2.31	100.04
0,1 / 0,2	327	293	291	289	272	138	160	111	1881	5.26	82.65
0,2 / 0,3	301	293	259	544	359	151	203	228	2338	6.54	115.51
0,3 / 0,4	250	192	107	533	601	91	52	129	1955	5.47	143.05
0,4 / 0,5	278	85	33	591	1036	46	16	43	2128	5.95	155.50
0,5 / 0,6	177	41	26	769	1872	40	9	38	2972	8.31	163.49
0,6 / 0,7	146	43	23	724	2889	22	0	27	3874	10.83	166.83
0,7 / 0,8	74	6	9	764	2983	63	0	9	3908	10.93	168.23
0,8 / 0,9	28	0	0	794	3393	105	0	7	4327	12.10	169.25
0,9 / 1,0	20	0	0	681	3168	107	0	11	3987	11.15	171.45
1,0 / 1,1	3	0	0	682	2068	83	0	4	2840	7.94	170.92
1,1 / 1,2	0	0	0	657	1289	101	0	0	2047	5.72	170.49
1,2 / 1,3	0	0	0	211	1133	66	0	0	1410	3.94	177.08
1,3 / 1,4	0	0	0	60	776	33	0	0	869	2.43	177.91
1,4 / 1,5	0	0	0	0	306	0	0	0	306	0.86	182.84
1,5 / 1,6	0	0	0	0	73	0	0	0	73	0.20	185.30
1,6 / 1,7	0	0	0	0	27	0	0	0	27	0.08	188.46
1,7 / 1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	999.90
Total	1706	1078	856	7433	22357	1127	522	690	35769		
%	4.77	3.01	2.39	20.78	62.50	3.15	1.46	1.93			
Dir Média	0.38	0.27	0.24	0.71	0.84	0.64	0.21	0.31			

ANEXO E

Dados Meteoceanográficos

Dados de Ondas (altura – HS e período significativos)

Ocorrência simultânea de Altura de Ondas Individuais e Períodos Associados

Período → Altura ↓	0 – 2	2 – 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10- 12	12- 14	14- 16	16- 18	18- 20	20- 22	22- 24	Total	%	Tme d
0.0-0.5	85171	166779	50632	10991	2167	425	110	25	13	7	5	0	316325	17.27	3.31
0.5-1.0	11867	208032	229458	111698	40289	11835	2862	547	132	49	17	0	616786	33.70	5.38
1.0-1.5	322	47777	164356	145537	73169	27184	7458	1481	271	55	32	0	467642	25.53	6.91
1.5-2.0	6	6545	64094	85930	53460	23925	7570	1592	266	41	25	0	243454	13.30	7.77
2.0-2.5	0	742	19753	38224	27785	14938	5669	1263	190	37	13	2	108616	5.93	8.41
2.5-3.0	0	82	5311	14769	12522	8057	3290	798	149	11	3	0	44992	2.46	8.96
3.0-3.5	0	6	1277	5433	5522	4149	1907	510	90	10	3	0	18907	1.03	9.50
3.5-4.0	0	1	309	2006	2350	1963	987	265	51	3	0	0	7935	.43	9.90
4.0-4.5	0	0	69	733	1117	973	535	168	33	1	0	0	3629	.20	10.32
4.5-5.0	0	0	12	234	513	507	321	60	11	0	0	0	1658	.09	10.68
5.0-5.5	0	0	4	83	230	271	165	52	6	0	0	0	811	.04	11.31
5.5-6.0	0	0	1	30	115	123	86	23	1	0	0	0	379	.02	10.98
6.0-6.5	0	0	0	8	39	69	35	12	0	0	0	0	163	.00	12.14
6.5-7.0	0	0	0	3	21	26	16	2	0	0	0	0	68	.00	11.16
7.0-7.5	0	0	0	0	5	18	15	2	0	0	0	0	40	.00	11.93
7.5-8.0	0	0	0	2	3	3	7	0	0	0	0	0	15	.00	11.60
8.0-8.5	0	0	0	0	2	3	1	0	0	1	0	0	7	.00	10.34
8.5-9.0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	4	.00	12.00
9.0-9.5	0	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0	0	4	.00	11.25
9.5-10.0	0	0	0	0	1	1	2	0	0	0	0	0	4	.00	11.50
10.0-10.5	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	.00	13.00
10.5-11.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	.00	-	-
11.0-11.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	.00	-	-
11.5-12.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	.00	12.00
Total	97366	429964	535276	415681	219311	94475	31041	6800	1213	215	98	2	1831442	100.00	
%	5.32	23.48	29.23	22.70	11.97	5.16	1.69	.37	.07	.01	.00	.00			

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo

Altura média	.31	.64	1.06	1.39	1.60	1.81	2.01	2.10	2.02	1.62	1.49	2.17
--------------	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

ANEXO F

Fluxograma do Processo de Produção

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Espírito Santo



ANNEXE - PDF Generated on 06-May-2016 12:19PM
ESPIRITO SANTO OPERATIONS MANUAL

FPSO INTRODUCTION
SECTION 2 OVERVIEW

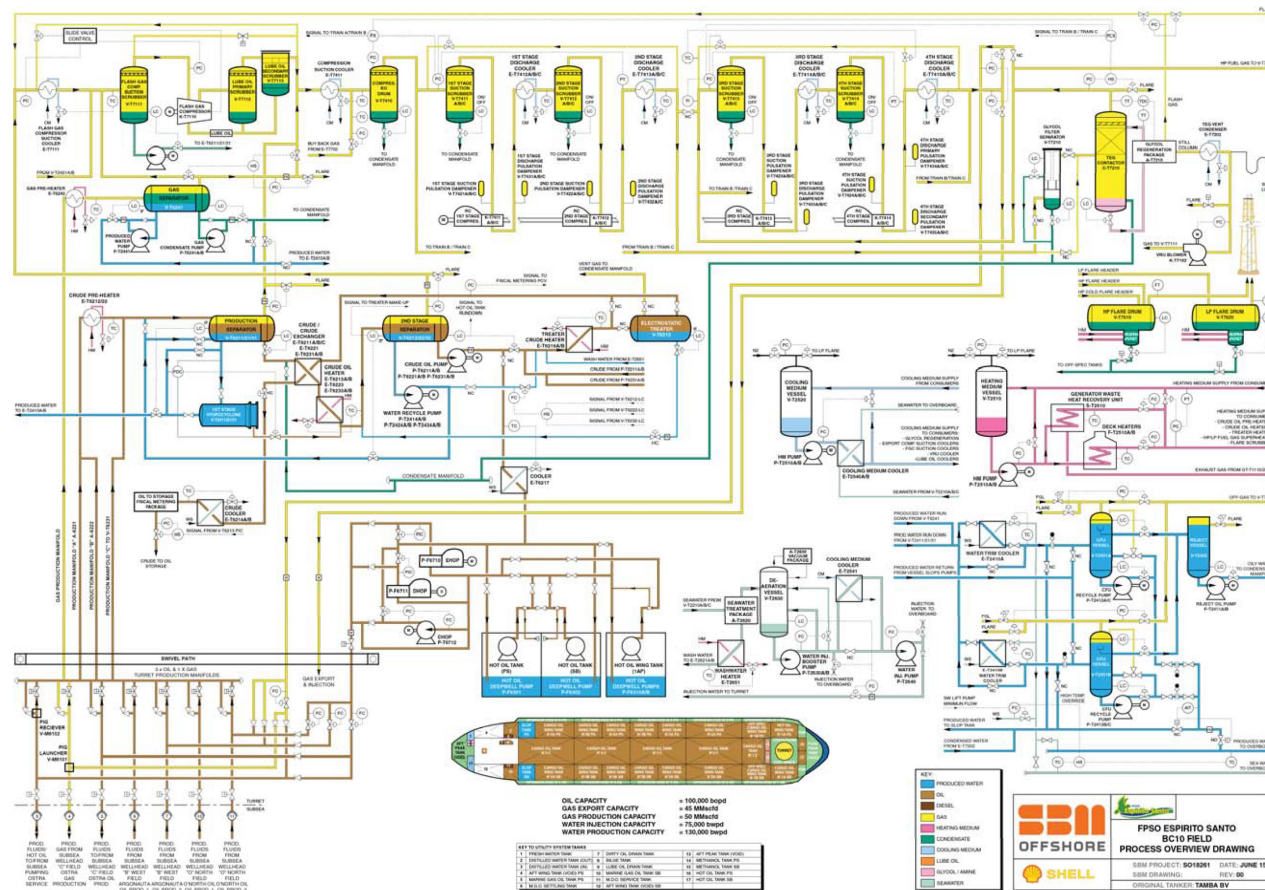


Figure 4 Espírito Santo Process Overview

SBM PC MANUAL No.32.07.10.OP/S1
SBM DOC No.HI39410 MYF94002Z1:

ISSUE No.01
ISSUE DATE: 26 May 09

REVISION No:
REVISION DATE: 06/05/16

PAGE 61 OF 61

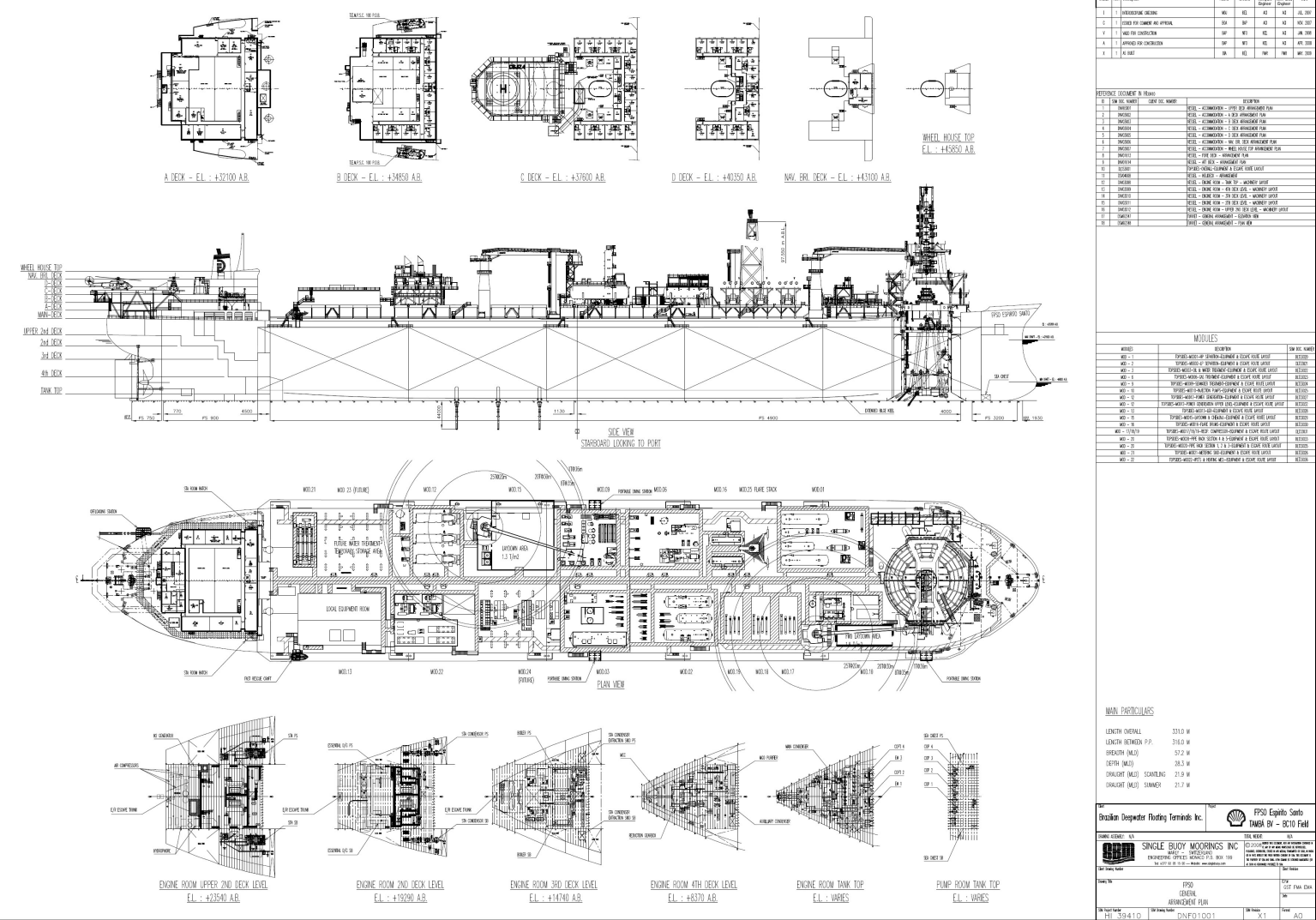
Outubro/2022

Revisão 10

86/89

ANEXO G

Arranjo Geral



Anexo IV

PDI Conceitual de BC-10

Inventário de Dutos

	Tipo do duto	Nome e código de identificação	Nome e código de origem	Nome e código do destino	Ano da instalação	extensão total (m)	diâmetro nominal (pol)	tipo de estrutura	Função de estrutura	camada de isolamento (mm)	Função	produto movimentado	profundidade batimétrica (m)		profundidade estimada de enterramento	situação operacional
													origem	destino		
1	Ostra Flowline Riser - Óleo	Riser 5, riser section	Topsides	Conexão R/F	2008	2974	10	rigido	riser	44,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
2	Ostra Flowline Riser - Óleo	Riser 5, flowline section	Conexão R/F	PLT C-5	2008	7191	12	rigido	flowline	40,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	-	1895	N/A	Em operação
3	Ostra Flowline Riser - Serviço	Riser 3, riser section	Topsides	Conexão R/F	2009	3405	6	rigido	riser	92,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
4	Ostra Flowline Riser - Óleo	Riser 3, flowline section	Conexão R/F	PLT C-7	2009	6577	6	rigido	flowline	92,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	-	1895	N/A	Em operação
5	Ostra Flowline Riser - Gás	Riser 4, riser section	Topsides	Conexão R/F	2009	2912	8	rigido	riser	0,45	Produção de Gás	Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
6	Ostra Flowline Riser - Gás	Riser 4, flowline section	Conexão R/F	PLT C-6	2009	7190	8	rigido	flowline	0,45	Produção de Gás	Gás Natural	-	1895	N/A	Em operação
7	Flowline Riser - Injeção de Gás	Riser 20, riser section	Topsides	Conexão R/F	2009	2987	6	rigido	riser	3,43	Injeção de Gás	Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
8	Flowline Riser - Injeção de Gás	Riser 20, flowline section	Conexão R/F	PLT-GI1	2009	4681	6	rigido	flowline	0,45	Injeção de Gás	Gás Natural	-	1830	N/A	Em operação
9	B-West (B1) Flowline Riser	Riser 6, riser section	Topsides	Conexão R/F	2009	2966	8	rigido	riser	88,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
10	B-West (B1) Flowline Riser	Riser 6, flowline section	Conexão R/F	PLT-BW1	2009	6119	8	rigido	flowline	90,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	-	1668	N/A	Em operação
11	B-West (B2) Flowline Riser	Riser 7, riser section	Topsides	Conexão R/F	2009	2840	8	rigido	riser	88,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
12	B-West (B2) Flowline Riser	Riser 7, flowline section	Conexão R/F	PLT-BW2	2009	6324	8	rigido	flowline	90,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	-	1668	N/A	Em operação
13	O-North Production 1 Flowline Riser	Riser 10, riser section	Topsides	Conexão R/F	2012	3304	10	rigido	riser	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
14	O-North Production 1 Flowline Riser	Riser 10, flowline section	Conexão R/F	PLT-ON1	2012	7458	10	rigido	flowline	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	-	1707	N/A	Em operação
15	O-North Production 2 Flowline Riser	Riser 11, riser section	Topsides	Conexão R/F	2012	3162	10	rigido	riser	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
16	O-North Production 2 Flowline Riser	Riser 11, flowline section	Conexão R/F	PLT-ON2	2012	7613	10	rigido	flowline	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	-	1707	N/A	Em operação
17	Flowline Riser - Injetor de Água	Riser 14, riser section	Topsides	Conexão R/F	2012	3190	10	rigido	riser	0,45	Injetor de Água	Água	Superfície	-	N/A	Em operação
18	Flowline Riser - Injetor de Água	Riser 14, flowline section	Conexão R/F	PLET ONW11	2012	8091	10	rigido	flowline	0,45	Injetor de Água	Água	-	1665	N/A	Em operação
19	Flowline Riser - Exportação de Gás	Riser 9, riser section	Topsides	Conexão R/F	2009	2848	6	rigido	riser	0,45	Exportação de Gás	Gás Natural	Superfície	-	N/A	Em operação
20	Flowline Riser - Exportação de Gás	Riser 9, flowline section	Conexão R/F	PLEM Petrobras	2009	38538	6	rigido	flowline	0,45	Exportação de Gás	Gás Natural	-	-	N/A	Em operação
21	Intrafield OC1 Flowline		PLT C-4	PLT C-3	2009	2092	8	rigido	flowline	80,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1894	1894	N/A	Em operação
22	Intrafield OC2 Flowline		PLT C-2		2009	2079	8	rigido	flowline	80,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1890	1890	N/A	Em operação
23	Abalone A1 Flowline		PLT-A1	PLT-A4	2009	16210	6	rigido	flowline	92,00	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1894	1928	N/A	Em operação
24	Abalone A2 Flowline		PLT-A2	PLT-A3	2009	16225	6	rigido	flowline	92,99	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1894	1928	N/A	Em operação
25	Intrafield FL-1 Flowline		PLT-P3-2	PLT-P3-4	2015	12066	8	rigido	flowline	29,67	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1668	1559	2m	Em operação
26	Intrafield FL-2 Flowline		PLT-P3-5	PLT-P3-6	2015	7242	8	rigido	flowline	29,67	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1578	1559	2m	Em operação
27	Intrafield FL-3 Flowline		PLT-P3-1	PLT-P3-3	2014	8201	8	rigido	flowline	29,67	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1668	1578	2m	Em operação
28	Intrafield ONFL-3 Flowline		PLT-ON3	PLT-ON5	2012	4431	10	rigido	flowline	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1707	1652	N/A	Em operação
29	Intrafield ONFL-4 Flowline		PLT-ON4	PLT-ON6	2012	4430	10	rigido	flowline	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1707	1652	N/A	Em operação
30	Intrafield ONFL-5 Flowline		PLT-ON7	PLT-ON9	2012	1254	10	rigido	flowline	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1652	1640	N/A	Em operação
31	Intrafield ONFL-6 Flowline		PLT-ON8	PLT-ON10	2012	1243	10	rigido	flowline	89,06	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	1652	1640	N/A	Em operação
32	Intrafield O-North W1 Flowline		PLET ONW13	PLET ONW11	2012	2117	10	rigido	flowline	0,45	Injetor de Água	Água	1652	1665	N/A	Em operação
33	Intrafield Massa W1 Flowline		PLET ONW11	PLET MW12	2012	14340	10	rigido	flowline	0,45	Injetor de Água	Água	1665	1665	N/A	Em operação
34	OC1 Umbilical		Topsides	UTA 1	2009	10,900	8	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	Superfície	1895	N/A	Em operação
35	OC2 Umbilical		Topsides	UTA 2	2009	10,900	8	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	Superfície	1895	N/A	Em operação
36	AAW Umbilical		UTA 5	UTA 6	2008	2,350	4	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1895	1928	N/A	Em operação
37	OST Umbilical		UTA 3	UTA 4	2008	17,130	4	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1895	1890	N/A	Em operação
38	GIW Umbilical		UTA 5	GI1	2008	2,800	3	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1895	1830	N/A	Em operação
39	ON1 Umbilical		Topsides	UTA 8	2012	9,478	8	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	Superfície	1707	N/A	Em operação
40	ON2 Umbilical		Topsides	UTA 9	2012	9,246	8	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	Superfície	1707	N/A	Em operação
41	ABW Umbilical		Topsides	UTA 7	2009	9,450	8	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	Superfície	1668	N/A	Em operação
42	ON3 Umbilical		UTA 10	UTA 11	2012	4,622	6	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1707	1652	N/A	Em operação
43	ON4 Umbilical		UTA 12	UTA 13	2012	1,222	4	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1652	1642	N/A	Em operação
44	ONW1-S Umbilical		UTA 14	UTA 15	2012	1,192	4	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1652	1665	N/A	Em operação
45	ONW1-N Umbilical		UTA 16	UTA 17	2012	1,199	4	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1652	1652	N/A	Em operação
46	OS1 Umbilical		UTA 22	UTA 23	2014	6,750	5	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1668	1580	N/A	Em operação
47	MA1 Umbilical		UTA 18	UTA 19	2015	9,844	5	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1669	1581	N/A	Em operação
48	MA2 Umbilical		UTA 20	UTA 21	2015	2,815	5	Tubos rígidos	umbilical	N/A	Potência, Controle, Injeção	N/A	1578	1560	N/A	Em operação

Anexo V

PDI Conceitual de BC-10

Inventário de Equipamentos Submarinos

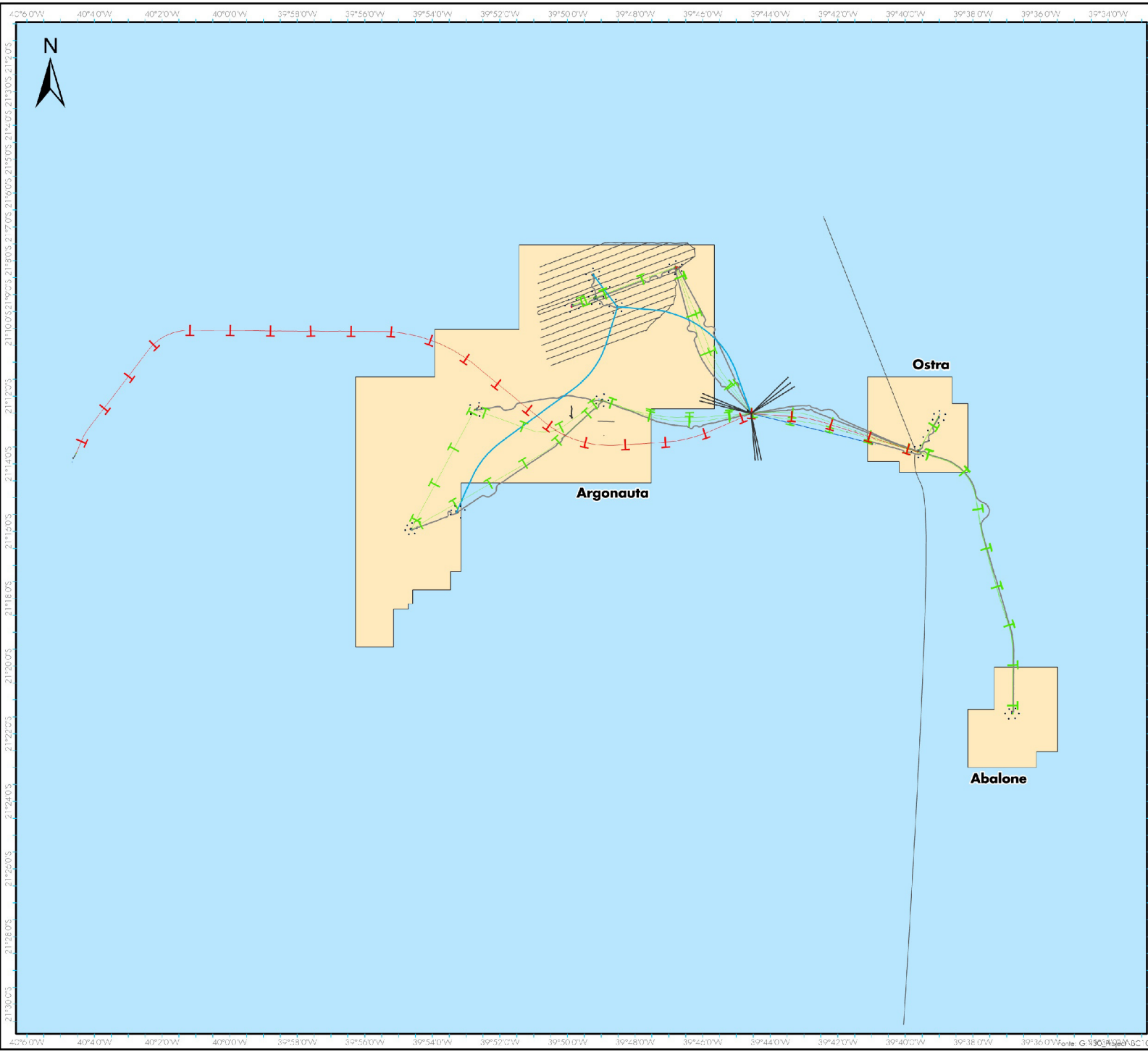
	Tipo	Sigla e código de identificação	Dimensões (m) (C x L x A)		Massa (t)		Lâmina d'água (m)	Coordenadas (SIRGAS 2000)		situação operacional	condição e data da última limpeza dos equipamentos inativos;	condição de tamponamento dos equipamentos inativos
			Com Sub-base	Sem Sub-base	Com Sub-base	Sem Sub-base		Latitude	Longitude			
1	Production Manifold	PM1	8,0 x 6,8 x 5,0	N/A	81,61	N/A	1894	-21:13:37,151	-39:39:36,992	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
2	Production Manifold	PM2	9,0 x 6,8 x 5,0	N/A	89,0	N/A	1890	-21:12:37,059	-39:39:00,709	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
3	Production Manifold	PM3	8,0 x 6,8 x 5,0	N/A	79,61	N/A	1707	-21:08:11,898	-39:46:48,354	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
4	Production Manifold	PM4	8,0 x 6,8 x 5,0	N/A	77,87	N/A	1652	-21:09:04,755	-39:49:11,127	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
5	Production Manifold	PM5	9,0 x 6,8 x 5,0	N/A	93,61	N/A	1559	-21:15:55,516	-39:54:38,049	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
6	Artif. Lift Manifold	ALM1	19,3 x 8,5 x 6,0	19,3 x 8,5 x 4,0	250,9	203,4	1895	-21:13:38,293	-39:39:37,519	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
7	Artif. Lift Manifold	ALM2	18,0 x 8,5 x 6,0	18,0 x 8,5 x 4,0	151,0	121,8	1668	-21:12:07,508	-39:48:59,389	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
8	Artif. Lift Manifold	ALM3	19,3 x 8,5 x 6,0	19,3 x 8,5 x 4,0	219,2	172,3	1707	-21:08:12,228	-39:46:47,045	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
9	Compact Manifold	PLEM 2	5,0 x 5,0 x 2,8	N/A	17,5	N/A	1640	-21:09:20,299	-39:49:53,304	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
10	Compact Manifold	PLEM 1	6,0 x 6,0 x 4,2	N/A	20,8	N/A	1668	-21:12:07,905	-39:48:59,922	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
11	Pipeline Termination	PLT-WI1	4,6 x 11,3 x 3,0	N/A	29,0	N/A	1665	-21:09:21,619	-39:48:31,780	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
12	Pipeline Termination	PLT-WI2	4,6 x 11,3 x 3,0	N/A	29,0	N/A	1665	-21:09:20,615	-39:48:32,490	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
13	Pipeline Termination	PLT-WI3	4,6 x 11,3 x 3,0	N/A	36,0	N/A	1652	-21:08:24,378	-39:49:14,797	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
14	Pipeline Termination	PLT-MWI1	7,0 x 11,3 x 3,0	N/A	50,0	N/A	1665	-21:09:22,088	-39:48:31,015	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
15	Pipeline Termination	PLT-MWI2	7,0 x 11,3 x 3,0	N/A	50,0	N/A	1577	-21:15:26,048	-39:53:17,224	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
16	Pipeline Termination	PLT-A1	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1894	-21:13:38,145	-39:39:36,471	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
17	Pipeline Termination	PLT-A2	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1894	-21:13:39,026	-39:39:37,541	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
18	Pipeline Termination	PLT-A3	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	21,0	N/A	1928	-21:21:24,515	-39:36:49,184	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
19	Pipeline Termination	PLT-A4	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	21,0	N/A	1928	-21:21:24,500	-39:36:49,877	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
20	Pipeline Termination	PLT-B1	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1668	-21:12:06,300	-39:48:59,182	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
21	Pipeline Termination	PLT-B2	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1668	-21:12:06,807	-39:48:58,963	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
22	Pipeline Termination	PLT-C1	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1890	-21:12:37,109	-39:39:01,517	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
23	Pipeline Termination	PLT-C2	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1890	-21:13:36,375	-39:39:36,073	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
24	Pipeline Termination	PLT-C3	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1894	-21:12:36,552	-39:39:01,698	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
25	Pipeline Termination	PLT-C4	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1894	-21:13:36,026	-39:39:36,950	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
26	Pipeline Termination	PLT-C5	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	24,0	N/A	1895	-21:13:39,457	-39:39:38,316	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
27	Pipeline Termination	PLT-C6	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1895	-21:13:38,964	-39:39:38,506	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
28	Pipeline Termination	PLT-C7	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	19,0	N/A	1895	-21:13:38,402	-39:39:38,708	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
29	Pipeline Termination	PLT-G11	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	20,0	N/A	1830	-21:13:23,883	-39:40:58,648	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
30	Pipeline Termination	PLT-ON1	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1707	-21:08:11,626	-39:46:45,877	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
31	Pipeline Termination	PLT-ON2	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1707	-21:08:12,047	-39:46:46,122	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
32	Pipeline Termination	PLT-ON3	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1707	-21:08:10,849	-39:46:48,671	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
33	Pipeline Termination	PLT-ON4	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1707	-21:08:11,258	-39:46:48,812	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
34	Pipeline Termination	PLT-ON5	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1652	-21:09:05,408	-39:49:10,727	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
35	Pipeline Termination	PLT-ON6	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1652	-21:09:05,823	-39:49:10,867	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
36	Pipeline Termination	PLT-ON7	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1652	-21:09:03,559	-39:49:11,403	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
37	Pipeline Termination	PLT-ON8	4,6 x 9,2 x 3,0	N/A	27,0	N/A	1652	-21:09:04,042	-39:49:11,610	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
38	Pipeline Termination	PLT-ON9	4,6 x 10,8 x 3,0	N/A	35,0	N/A	1640	-21:09:18,591	-39:49:51,810	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
39	Pipeline Termination	PLT-ON10	4,6 x 10,8 x 3,0	N/A	35,0	N/A	1640	-21:09:19,529	-39:49:51,413	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
40	Pipeline Termination	PLT-P3-1	7,0 x 8,5 x 3,0	N/A	30,0	N/A	1668	-21:12:07,065	-39:49:00,637	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
41	Pipeline Termination	PLT-P3-2	7,0 x 8,5 x 3,0	N/A	30,0	N/A	1668	-21:12:08,477	-39:48:59,247	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
42	Pipeline Termination	PLT-P3-3	7,0 x 11,3 x 3,0	N/A	57,0	N/A	1578	-21:12:24,440	-39:52:44,330	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
43	Pipeline Termination	PLT-P3-4	7,0 x 8,5 x 3,0	N/A	30,0	N/A	1559	-21:15:56,274	-39:54:37,168	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
44	Pipeline Termination	PLT-P3-5	7,0 x 8,5 x 3,0	N/A	30,0	N/A	1578	-21:12:24,814	-39:52:45,186	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
45	Pipeline Termination	PLT-P3-6	7,0 x 8,5 x 3,0	N/A	30,0	N/A	1559	-21:15:55,565	-39:54:37,182	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
46	Pipeline Termination	PLT-GE1	8,3 x 9,2 x 2,9	N/A	20,0	N/A	1197	-21:13:41,680	-40:04:32,781	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
47	Umbilical Termination	UTA 1	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	19,4	N/A	1895	-21:13:37,452	-39:39:39,977	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
48	Umbilical Termination	UTA 2	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	19,4	N/A	1895	-21:13:36,822	-39:39:39,593	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
49	Umbilical Termination	UTA 3	4,0 x 4,6 x 2,4	N/A	6,4	N/A	1895	-21:13:36,490	-39:39:34,644	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
50	Umbilical Termination	UTA 4	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	17,5	N/A	1890	-21:12:40,269	-39:39:01,883	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
51	Umbilical Termination	UTA 5	4,0 x 4,6 x 2,4	N/A	6,4	N/A	1895	-21:13:38,584	-39:39:34,132	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
52	Umbilical Termination	UTA 6	4,0 x 7,4 x 3,7	N/A	10,9	N/A	1928	-21:21:21,351	-39:36:47,968	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
53	Umbilical Termination	UTA 7	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	19,4	N/A	1668	-21:12:08,226	-39:48:57,218	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
54	Umbilical Termination	UTA 8	4,0 x 9,9 x 3,8	N/A	19,5	N/A	1707	-21:08:14,322	-39:46:49,028	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
55	Umbilical Termination	UTA 9	4,0 x 9,9 x 3,9	N/A	19,6	N/A	1707	-21:08:12,360	-39:46:44,076	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
56	Umbilical Termination	UTA 10	4,0 x 4,9 x 2,3	N/A	6,4	N/A	1707	-21:08:14,368	-39:46:51,173	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação

57	Umbilical Termination	UTA 11	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	17,5	N/A	1652	-21:09:06,204	-39:49:07,006	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
58	Umbilical Termination	UTA 12	4,0 x 4,6 x 2,3	N/A	6,4	N/A	1652	-21:09:08,933	-39:49:12,991	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
59	Umbilical Termination	UTA 13	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	17,5	N/A	1642	-21:09:20,086	-39:49:48,789	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
60	Umbilical Termination	UTA 14	4,0 x 7,4 x 3,7	N/A	10,9	N/A	1652	-21:09:08,964	-39:49:08,150	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
61	Umbilical Termination	UTA 15	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	17,5	N/A	1665	-21:09:23,359	-39:48:34,002	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
62	Umbilical Termination	UTA 16	4,0 x 4,6 x 2,4	N/A	6,4	N/A	1652	-21:09:01,515	-39:49:09,952	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
63	Umbilical Termination	UTA 17	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	17,5	N/A	1652	-21:08:26,864	-39:49:14,534	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
64	Umbilical Termination	UTA 18	4,0 x 7,4 x 3,7	N/A	11,0	N/A	1669	-21:12:09,910	-39:48:59,148	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
65	Umbilical Termination	UTA 19	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	17,7	N/A	1581	-21:15:25,052	-39:53:14,218	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
66	Umbilical Termination	UTA 20	4,0 x 4,6 x 3,4	N/A	6,8	N/A	1578	-21:15:27,354	-39:53:16,267	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
67	Umbilical Termination	UTA 21	4,0 x 9,9 x 3,7	N/A	17,7	N/A	1560	-21:15:57,176	-39:54:36,174	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
68	Umbilical Termination	UTA 22	4,0 x 4,6 x 3,3	N/A	6,8	N/A	1668	-21:12:08,646	-39:49:01,200	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
69	Umbilical Termination	UTA 23	4,0 x 7,4 x 3,5	N/A	11,0	N/A	1580	-21:12:24,772	-39:52:41,453	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
70	Arvore de Natal	C1	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1894	-21:13:37,053	-39:39:36,129	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
71	Arvore de Natal	C2	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1894	-21:13:37,639	-39:39:36,299	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
72	Arvore de Natal	C3	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1894	-21:13:36,556	-39:39:37,754	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
73	Arvore de Natal	C4	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1894	-21:13:37,189	-39:39:37,971	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
74	Arvore de Natal	C5	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1890	-21:12:38,080	-39:39:00,385	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
75	Arvore de Natal	C6	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1890	-21:12:37,853	-39:39:01,398	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
76	Arvore de Natal	C7	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1890	-21:12:36,244	-39:38:59,984	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
77	Arvore de Natal	GI1	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1830	-21:13:22,898	-39:40:58,188	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
78	Arvore de Natal	AW1	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1928	-21:21:24,524	-39:36:50,725	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
79	Arvore de Natal	ON2	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1707	-21:08:11,245	-39:46:47,465	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
80	Arvore de Natal	ON3	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1707	-21:08:12,544	-39:46:49,273	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
81	Arvore de Natal	ON5	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1652	-21:09:03,936	-39:49:10,433	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
82	Arvore de Natal	ON6	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1652	-21:09:04,438	-39:49:10,031	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
83	Arvore de Natal	ON7	3,5 x 4,0 x 3,2	N/A	28,9	N/A	1652	-21:09:06,386	-39:49:12,823	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
84	Arvore de Natal	ON8	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1652	-21:09:05,579	-39:49:11,910	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
85	Arvore de Natal	ON9	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1640	-21:09:17,728	-39:49:52,158	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
86	Arvore de Natal	ON10	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1640	-21:09:20,424	-39:49:51,005	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
87	Arvore de Natal	ON11	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1640	-21:09:21,839	-39:49:52,037	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
88	Arvore de Natal	ONW11	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1665	-21:09:22,504	-39:48:31,936	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
89	Arvore de Natal	ONW12	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1665	-21:09:20,072	-39:48:31,623	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
90	Arvore de Natal	ONW15	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1652	-21:08:23,797	-39:49:13,910	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
91	Arvore de Natal	ONW16	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1652	-21:08:24,837	-39:49:15,678	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
92	Arvore de Natal	MW11	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1577	-21:15:26,145	-39:53:18,134	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
93	Arvore de Natal	MW12	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1577	-21:15:25,653	-39:53:16,289	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
94	Arvore de Natal	OS1	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1578	-21:12:23,606	-39:52:44,047	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
95	Arvore de Natal	OS2	3,5 x 4,0 x 3,2	N/A	28,9	N/A	1584	-21:12:17,994	-39:52:37,504	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
96	Arvore de Natal	M1	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1559	-21:15:54,618	-39:54:38,587	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
97	Arvore de Natal	M2	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1559	-21:15:54,665	-39:54:37,426	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
98	Arvore de Natal	M3	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1559	-21:15:55,918	-39:54:39,040	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
99	Arvore de Natal	M4	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1559	-21:15:56,508	-39:54:38,074	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
100	Arvore de Natal	BW1	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1668	-21:12:07,686	-39:49:00,485	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
101	Arvore de Natal	BW2	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1668	-21:12:08,459	-39:48:59,773	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação
102	Arvore de Natal	BW3	3,0 x 3,5 x 3,9	N/A	33,1	N/A	1668	-21:12:08,865	-39:48:59,965	operante	Dentro dos Padrões	Equipamento em operação

Anexo VI

PDI Conceitual de BC-10

Mapa da Infraestrutura de BC-10



- Legenda**
- Gas Flowline
 - Oil Flowline
 - Water Injection
 - Injection
 - Umbilical
 - BC-10

NOTAS

Este mapa foi preparado pela Shell a partir de diversas fontes de dados da Shell e de empresas de serviços de informações (ESRI, ANIP/BDEP e/ou IHS). Este mapa pode estar sujeito a erros de julgamento e/ou opinião. Fontes de informações de terceiros podem não ser confirmadas ou garantidas pela Shell. Os direitos autorais deste documento pertencem à Shell.



PARÂMETROS GEODÉSICOS	
Sistema de Referência de Coordenadas Horizontais	Sistema de Referência de Coord. Verticais
Nome CRS (EPSG): GCS SIRGAS 2000	Datum Vertical: Nível Méd. do Mar
Nome CRS (Shell): SIRGAS 2000	Elevação: n/a
Código CRS (EPSG): 4674	Unidade Vertical: Metros
Datum Geodésico: SIRGAS 2000	
Nome da Projectão: n/a	
Unidade Horizontal: Graus	

SHELL BRASIL PETRÓLEO LTDA

RIO

GEOMATICS BRASIL

RESTRITO

Geomatics - América

Infraestrutura em BC-10

Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI)

BC-10, Bacia de Campos

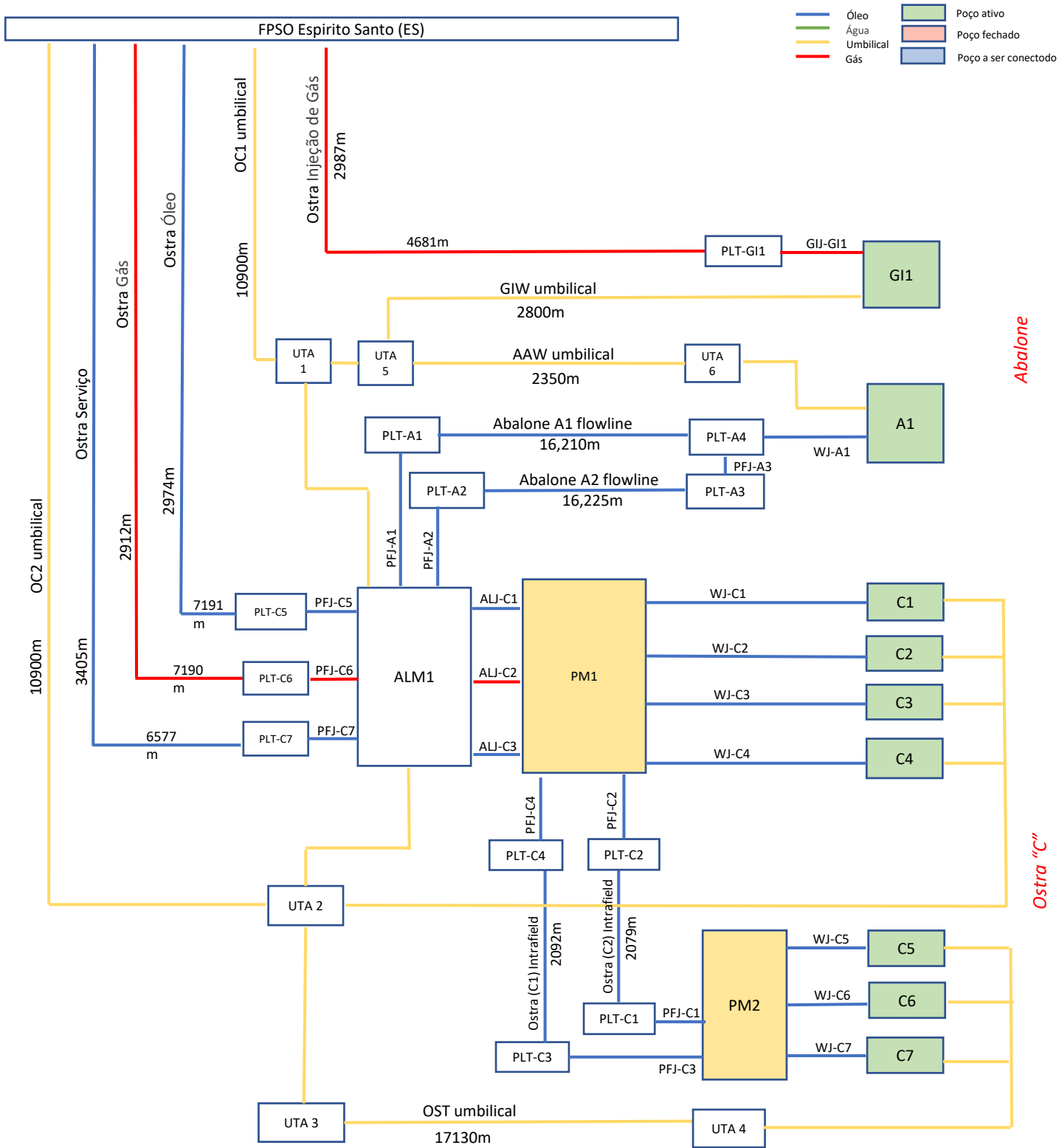
Autor: Talisa M. Belligutti Data: 26 Sep 2023

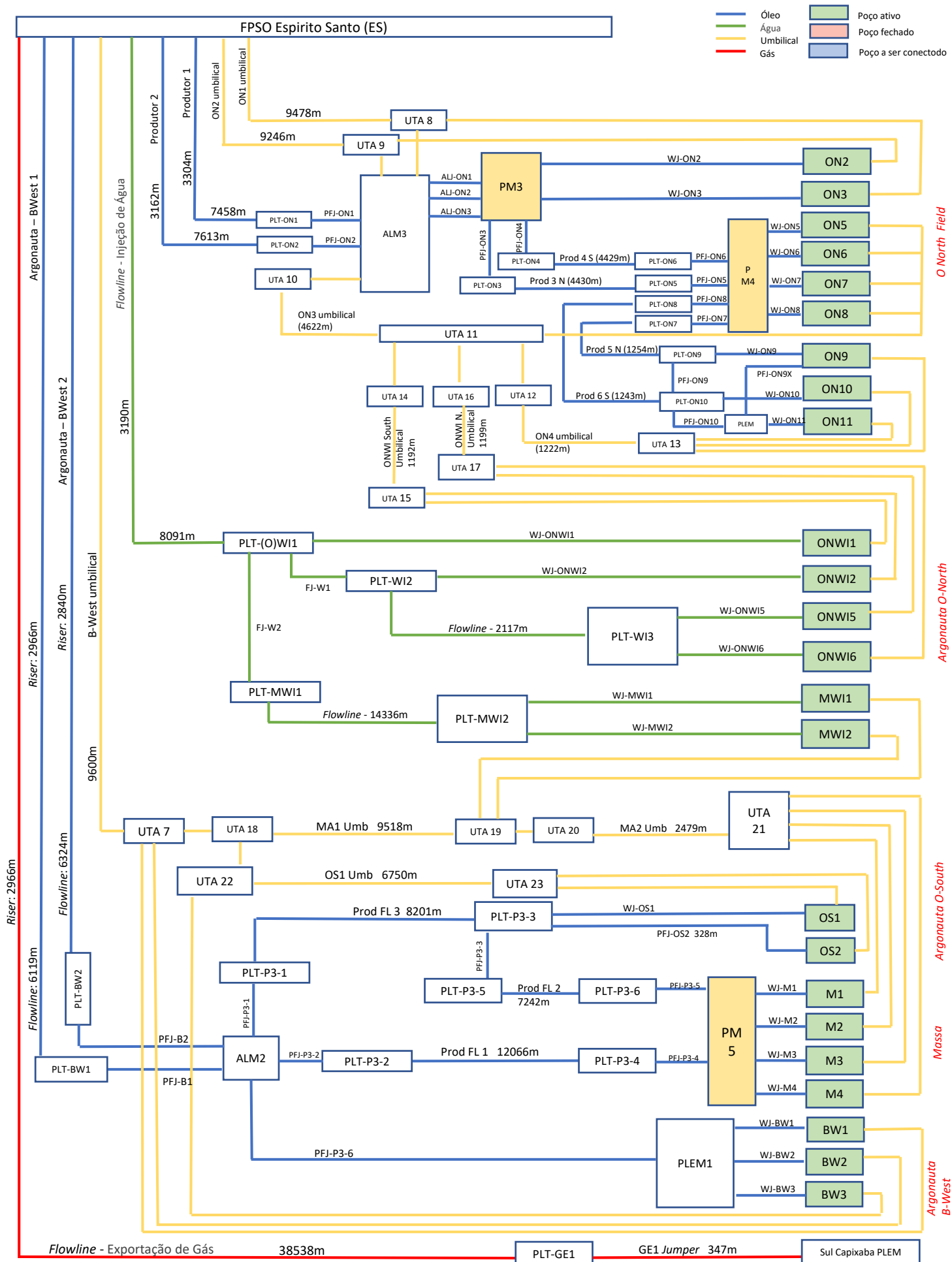
Projeto: 20230926_D&R_CPOLDG\20230926_D&R_CPOLDG.aprx

Anexo VII

PDI Conceitual de BC-10

Diagrama Unifilar





Anexo VIII

PDI Conceitual de BC-10

Avaliação Comparativa das Alternativas de Descomissionamento

CONFIDENCIAL

Anexo IX

PDI Conceitual de BC-10

Caracterização do Fundo Marinho do Bloco BC-10

CARACTERIZAÇÃO DO FUNDO MARINHO BLOCO BC-10 – BACIA DE CAMPOS

Projeto de Descomissionamento BC-10

Nº do Processo: 02022.003007/2005-73

Rev. 00 – Outubro, 2023

DESENVOLVIDO PARA:



CONTROLE DE REVISÃO

Rev.	Data	Descrição (razão da revisão)
00	Outubro/2023	Documento Original

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	3
2. CARACTERIZAÇÃO DO FUNDO MARINHO	3
3. CONSIDERAÇÕES GERAIS	8
4. RESPONSABILIDADE TÉCNICA	8
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	9

1. INTRODUÇÃO

Considerando a previsão atual de encerramento da produção do FPSO Espírito Santo para dezembro de 2028 e a possibilidade de impactos como, por exemplo, “danos ao substrato oceânico em função do abandono e/ou remoção de estruturas no leito marinho”, “alterações nas comunidades bentônicas em função do abandono temporário de estruturas no substrato oceânico e posterior remoção”; ou “alterações nas comunidades bentônicas em função da deterioração das estruturas abandonadas definitivamente no leito marinho” se faz necessária uma caracterização do fundo oceânico na região do Bloco BC-10.

O foco desta caracterização é observar a constituição do fundo marinho, tipo de sedimento / faciologia, avaliando a possibilidade de ocorrência de ambientes sensíveis, de forma a subsidiar a futura avaliação de impactos do projeto de descomissionamento. Considerando a profundidade local, entre 1555 a 1930 m, não seria viável a ocorrência de bancos de algas calcáreas ou bancos de corais dependentes da incidência de luz solar, no entanto seria possível a ocorrência de bancos de corais de profundidade. Os dados levantados, entretanto, indicam que não há ocorrência de ambientes sensíveis na região.

A caracterização do fundo na região foi elaborada com base nas informações já apresentadas no EIA BC-10, em estudos posteriores realizados pela Shell e evidências de filmagens de fundo realizados na área.

2. CARACTERIZAÇÃO DO FUNDO MARINHO

De acordo com CRUZ (1996 *apud* SHELL/ECOLOGY/ECOLOGUS, 2006), quanto aos sedimentos de águas profundas na Bacia de Campos há um predomínio de arenitos geralmente grossos e recobertos por arenito finos e muito finos. Os pelitos se distribuem ao longo do sopé continental, sendo constituídos de lamito siltico-arenoso e hemipelagito (marga e folhelho) bioturbados e depositados na zona batial. São identificadas, ainda, fácies de turbiditos, contornitos e hemipelagitos. O Mapa Faciológico do Projeto REMAC (1979) já demonstrava que a área do Bloco BC-10 está situada, predominantemente, sobre fácies turbidítica, que se caracteriza pela ocorrência de processos de escoamento de fluxos líquidos e sólidos provenientes da área da plataforma continental em direção ao platô de São Paulo, localmente conhecido como Platô do Espírito Santo (SHELL/ECOLOGY/ECOLOGUS, 2006).

Um levantamento com AUV realizado pela Fugro em 2006 na área do Bloco de BC-10 demonstrou que a área do Bloco de BC-10 consiste em turbiditos arenosos intercalados com argilas hemiplégicas nas camadas superiores estratificadas paralelamente com argilas hemipelágicas, de forma geral “argilas com alguns extratos de areia descontínuados” (SHELL/FUGRO, 2006).

Dados de batimetria e *side scan* oriundos de uma campanha de 2013, associados às informações de *piston core* obtidas na mesma campanha, corroboram a caracterização geral do campo apresentada no EIA-RIMA (mencionado acima), assim como os resultados de filmagens realizadas antes ou após instalações já efetuadas. O campo em questão é dominado pela topografia de *hummocky*, com leito marinho recoberto por material sedimentar inconsolidado predominantemente lamoso com algumas porções arenosas, sedimentação esta caracterizada como hemipelágica. Em nenhuma porção da região ora avaliada foi identificada qualquer possibilidade de ocorrência de formações biogênicas, tais como bancos de corais de águas profundas, bancos de algas calcárias ou bancos de moluscos (SHELL/AECOM, 2014).

Os levantamentos realizados com AUV ou *side scan sonar* supracitados, embora tenham sido realizados com objetivos técnicos (associados as atividades de perfuração/produção) demonstraram um fundo que pode ser considerado homogêneo, com predomínio de lama, e sem variações na reflectividade que pudessem remeter a áreas de substrato duro/consolidado, como quando ocorrem bancos de corais. Na **Figura 1** observa-se uma porção mapeada do Bloco BC-10 que destaca que os levantamentos conseguem demonstrar inclusive áreas de pequenas perturbações de fundo ou marcas de âncoras e arrastos e não demonstram faixas/machas com substrato diferenciado ao longo do Bloco BC-10.

É importante lembrar que a perfuração dos mais de 20 poços já realizados no Bloco BC-10, assim como a instalação de todo o arranjo submarino na área do bloco foi precedida de imageamento com ROV, confirmando a ausência de bancos biogênicos em todas as áreas avaliadas. Além de terem sido realizadas inspeções técnicas ao longo dos anos de produção, como as ilustradas na **Figura 2**.

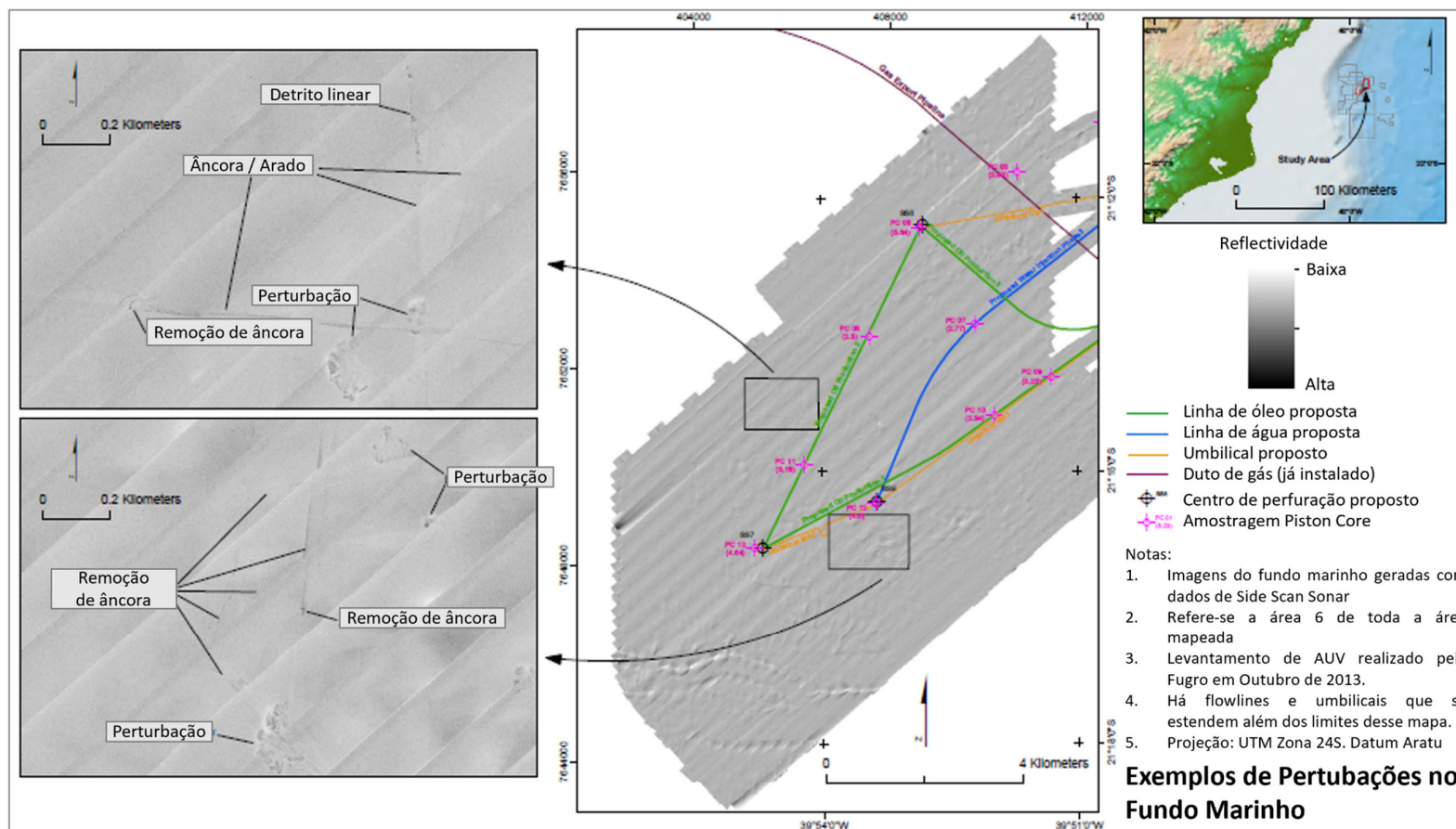
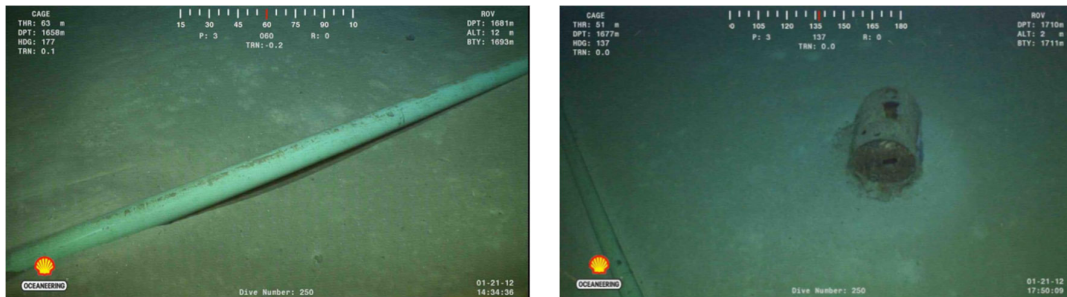


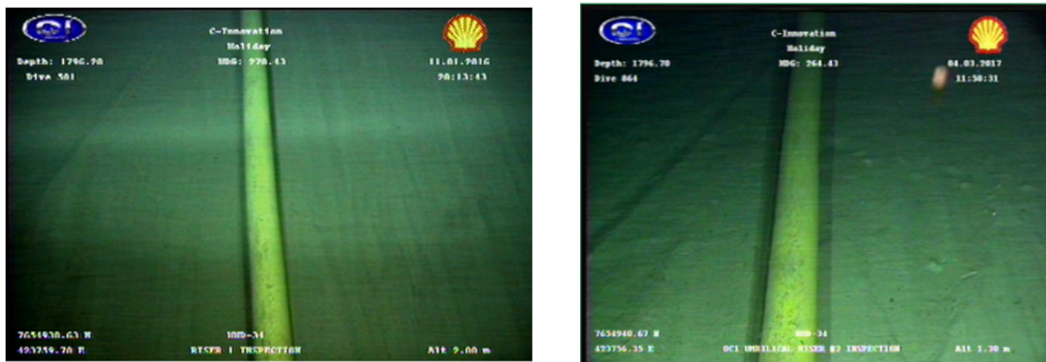
Figura 1 – Imagens de Side Scan Sonar em área do Bloco de BC-10 (SHELL/FUGRO, 2016).



Imagens a noroeste no Bloco de BC-10, de filmagens realizadas em 2020 e 2022 (em Argonauta).



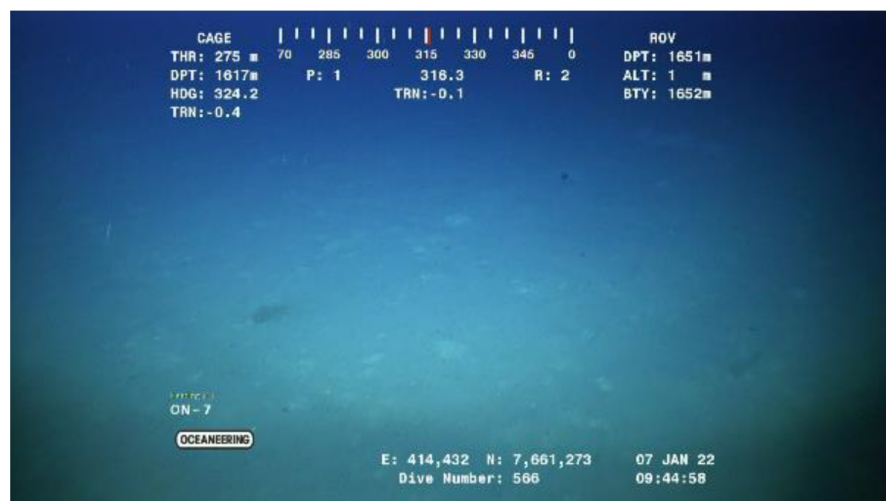
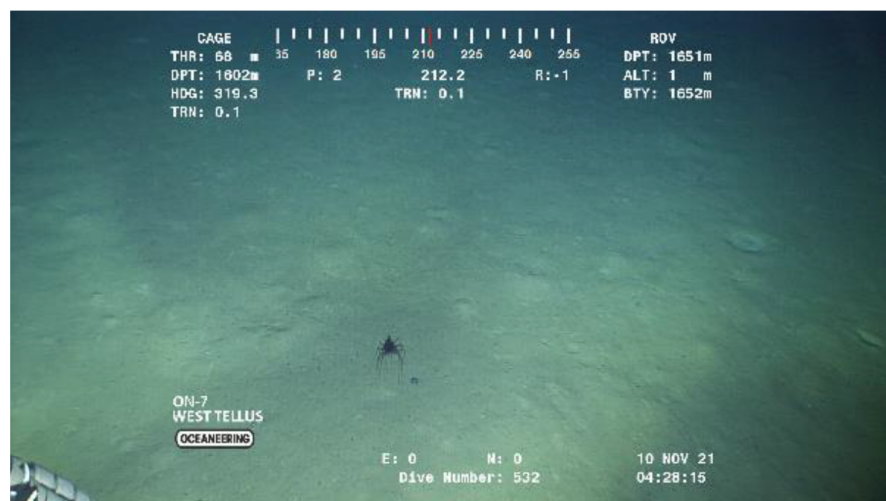
Imagens na parte central do Bloco de BC-10, de filmagens realizadas em 2012 (em Argonauta).



Imagens na parte central do Bloco de BC-10, de filmagens realizadas em 2016 e 2017 (próximo ao FPSO Espírito Santo)

Figura 2 – Imagens de diferentes inspeções de fundo realizadas com ROV ao longo do Bloco BC-10 (Fonte: SHELL).

Filmagens no entorno do poço mais recente perfurado no Bloco BC-10 ratificam o fundo lamoso observado na área, observa-se na **Figura 3** diferentes imagens do entorno do poço ON-7, localizado na área noroeste do bloco (SHELL/ENVIRONPACT, 2023).



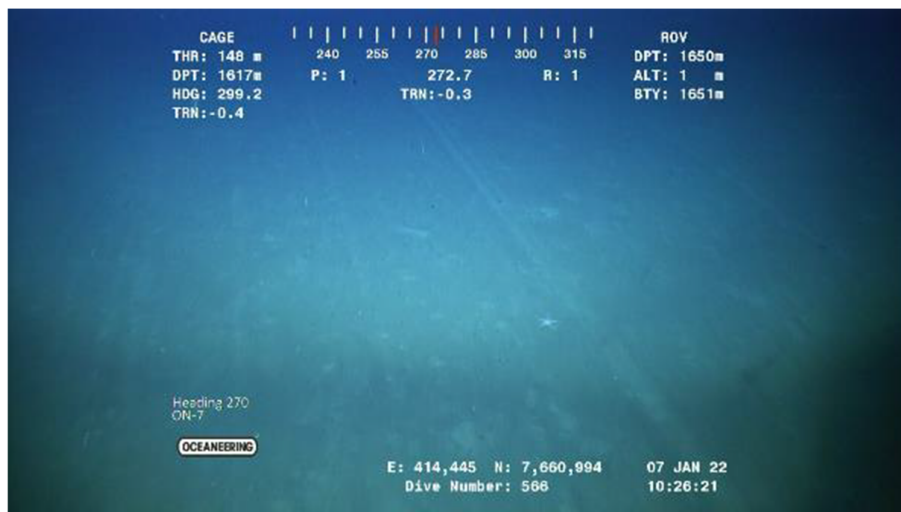


Figura 3 – Imagens da inspeção pelo ROV em transectos em diferentes direções durante as inspeções prévia e posterior às atividades de perfuração do poço ON-7.

3. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Como já sinalizado por estudos faciológicos de grande escala que abordavam a área profunda da região da Bacia de Campos que o Bloco BC-10 se localiza, a região é predominantemente formada por sedimentos finos.

Os levantamentos indiretos (como AUV ou *side scan sonar*) não demonstraram feições diferenciadas na região que indicassem manchas de substrato duro que pudessem ser interpretadas como bancos biogênicos e as diversas filmagens já realizadas ao longo das atividades de produção ou perfuração ilustraram esse fundo marinho homogêneo e lamoso.

4. RESPONSABILIDADE TÉCNICA

A profissional responsável pela elaboração deste documento encontra-se listada na tabela abaixo.

Tabela 1: Equipe técnica envolvida neste documento.

Nome	Formação	Registro de Classe	CTF/AIDA	Assinatura
Liana Silva	Oceanógrafa/UERJ Especialização em Análise Ambiental e Gestão do Território – ENCE/IBGE Msc. Engenharia Ambiental/UERJ	NA	2881676	

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SHELL/ECOLOGY/ECOLOGUS, 2006. Estudo de Impacto Ambiental – EIA - Atividade de Produção de Petróleo e Gás no Bloco BC-10, Bacia de Campos.

SHELL/FUGRO, 2006. Interpretation and reporting geophysical AUV survey BC-10 development Campos Basin, offshore Brazil.

SHELL/AECOM, 2014. Resposta ao Parecer Técnico N° 000519/2014-79.

SHELL/FUGRO, 2016. BC-10 Phase 3 AUV Survey Campos Basin. Results Report.

SHELL/ENVIRONPACT, 2023. Projeto de Monitoramento Ambiental de Perfuração em Campo de Produção (PMA Perfuração). Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo de Parque das Conchas, Bloco BC-10, Bacia de Campos.



EnvironPact

SUSTENTABILIDADE
E RESILIÊNCIA

Rua da Glória, 122 | 10º Andar | Glória
Rio de Janeiro | RJ | Brasil | CEP 20.241-180
Tel.: +55 [21] 3032-6750 | 3032-6762
comercial@environpact.com
environpact.com

EMERGÊNCIA: 0800 627 4367

Anexo X

PDI Conceitual de BC-10

Caracterização da Bioincrustação no FPSO ES – Foco em Coral Sol

CARACTERIZAÇÃO DA BIOINCRUSTAÇÃO NO FPSO ESPÍRITO SANTO – FOCO EM CORAL- SOL

Projeto de Descomissionamento BC-10

Nº do Processo: 02022.003007/2005-73

Rev. 00 – Outubro, 2023

DESENVOLVIDO PARA:



CONTROLE DE REVISÃO

Rev.	Data	Descrição (razão da revisão)
00	Outubro/2023	Documento Original

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. MÉTODO.....	1
3. RESULTADOS.....	2
4. CONSIDERAÇÕES GERAIS	7
5. RESPONSABILIDADE TÉCNICA	7
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	7

1. INTRODUÇÃO

Considerando a previsão atual de encerramento da produção do FPSO Espírito Santo para dezembro de 2028, e a possibilidade do impacto identificado como “Introdução de espécies exóticas no ambiente através de larvas de organismos que se encontram incrustadas nas embarcações envolvidas na atividade e/ou no casco do FPSO”, se faz necessária uma caracterização da bioincrustação no casco do FPSO Espírito Santo.

O foco desta caracterização é a ocorrência, distribuição e abundância de coral-sol (*Tubastraea* spp.), pela já conhecida preocupação em relação a esses organismos invasores na costa brasileira e sua ocorrência na Bacia de Campos (De Paula & Creed, 2004; Capel *et al.*, 2014; Costa *et al.*, 2014).

2. MÉTODO

Para a caracterização da bioincrustação presente no casco do FPSO Espírito Santo foram utilizadas filmagens de inspeções técnicas conduzidas pela SBPL no casco do FPSO Espírito Santo, entre fevereiro e maio de 2021. Ressalta-se que uma nova filmagem de casco está prevista para ser executada entre novembro de 2023 e janeiro de 2024, a qual infere-se que ratificará os resultados observados a partir das imagens do casco de 2021.

O esquema abaixo ilustra o FPSO Espírito Santo e algumas das áreas abordadas ao longo dos resultados que serão discutidos adiante. Foram avaliadas as filmagens abaixo da linha d’água (sinalizada como “mar” na imagem).

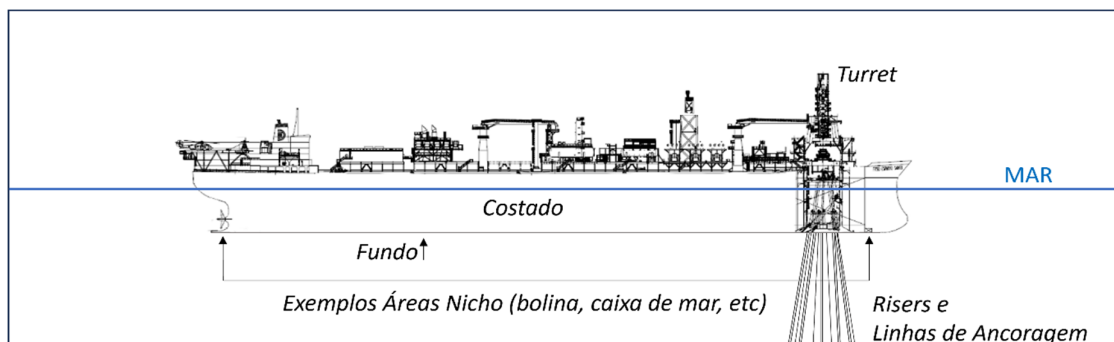


Figura 1 – Esquema ilustrativo do FPSO Espírito Santo e exemplos de áreas inspecionadas.

As filmagens foram realizadas por mergulhadores com câmeras de alta resolução e, embora tivessem como objetivo inspeções técnicas, como análise de integridade, a proximidade, boa iluminação e resolução permitiram a avaliação do material bioincrustado, tendo como foco a identificação e observação de densidade e distribuição de coral-sol (*Tubastraea* spp.) ao longo das estruturas. As figuras abaixo ilustram as colônias de coral-sol observadas, com seus pólipos alaranjados.





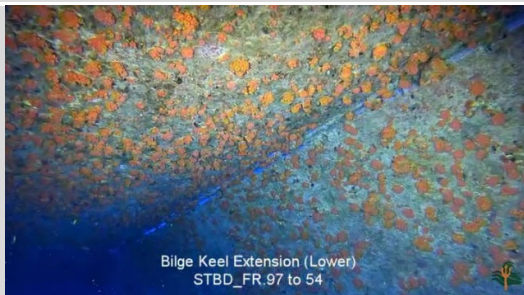






Figura 2 – Colônias de *Tubastraea* spp. observadas no fundo (imagem superior) e em caixa de mar (imagem inferior) no casco da unidade FPSO Espírito Santo durante filmagens realizadas em fevereiro e maio de 2021.





3. RESULTADOS

A resposta ao Parecer Técnico N° 102/2021-COPROD/CGMAC/DILIC (encaminhada através da carta SHELL-HSSE-10109-2021A – SEI IBAMA 11633984), protocolada em dezembro de 2021, discutiu os resultados das filmagens subaquáticas conduzidas entre fevereiro e maio de 2021. As imagens ao longo do casco da unidade apontaram distribuição generalizada de coral-sol, conforme é possível observar nas imagens abaixo. Os registros estão organizados por área (fundo do casco; bolina; costado e áreas nicho) e a identificação sinaliza imagens distribuídas tanto a bombordo (PS = *Port Side*), quando a boreste da unidade (ST ou STBD = *Starboard*) (**Figura 3**).

As imagens de fundo de casco e da bolina (que percorre o fundo da unidade) demonstram as colônias mais desenvolvidas, se comparadas as das áreas de costado. Na área do costado observa-se colônias menores ou pólipos em meio a algas e cracas. Nas caixas de mar (Sea Chest) observa-se um cenário intermediário, com algumas áreas de concentrações de colônias mais desenvolvidas (**Figura 3**).

FPSO Espírito Santo – Fundo do casco		
15/04/2021	15/04/2021	15/04/2021
 BOTTOM PLATING_AFT	 BOTTOM PLATING_AFT	 BOTTOM PLATING_AFT
02/05/2021	09/05/2021	09/05/2021
 CVI HULL - BOTTOM SHELL CENTER FR 83-93	 CVI HULL - BOTTOM SHELL CENTER FR 63-68	 CVI HULL - BOTTOM SHELL STBS FR 63-68

FPSO Espírito Santo - Bolina		
27/03/2021	27/03/2021	27/03/2021
		
27/03/2021	27/03/2021	27/03/2021
		
31/03/2021	31/03/2021	31/03/2021
		

FPSO Espírito Santo - Costado		
16/04/2021	16/04/2021	11/04/2021
 <p>SIDE SHELL PLATTING - STBD_AFT</p>	 <p>SIDE SHELL PLATTING - STBD_AFT</p>	 <p>SIDE SHELL PLATTING - PS_AFT</p>
11/04/2021		
	 <p>SIDE SHELL PLATTING - PS_AFT</p>	

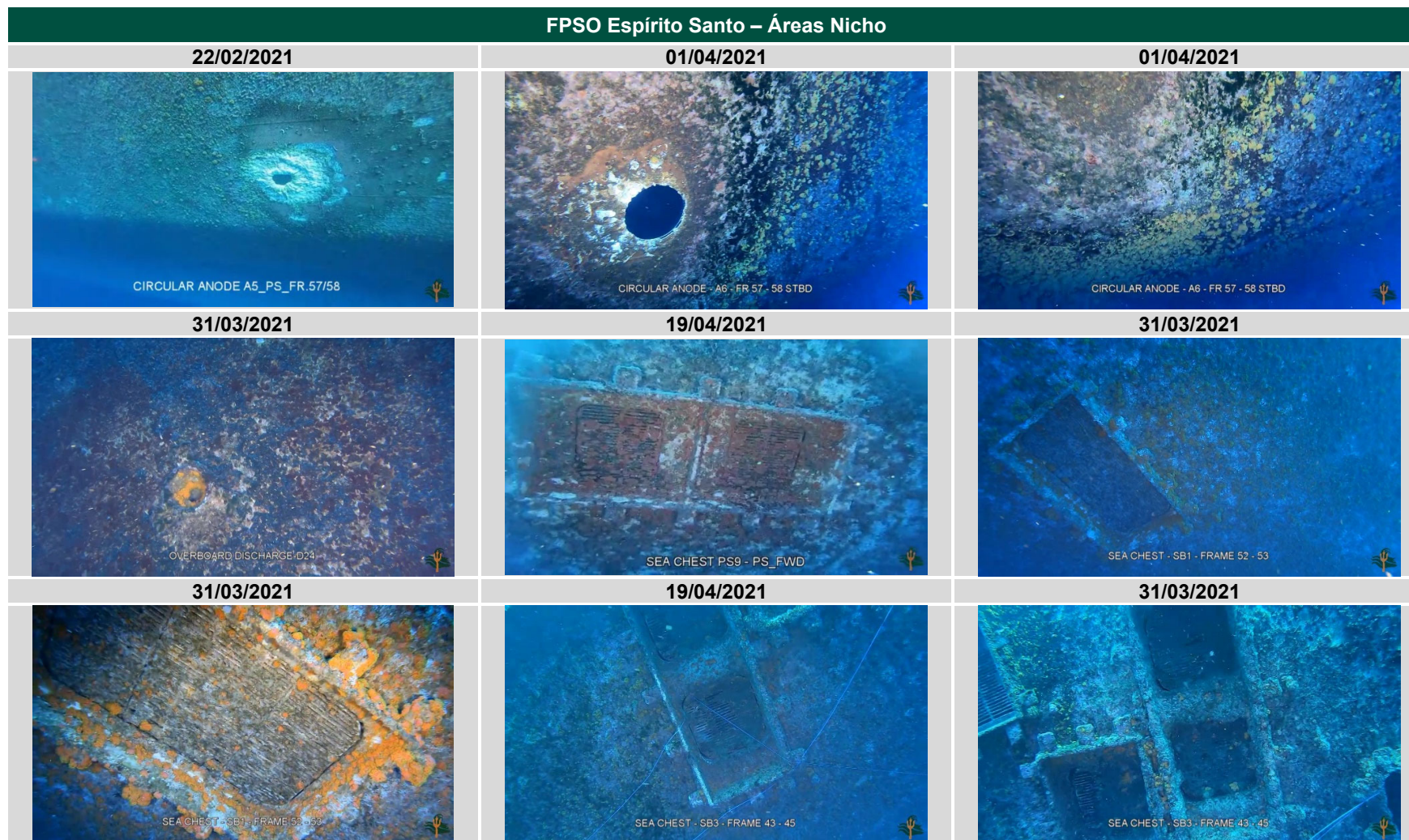


Figura 3 – Colônias de *Tubastraea* spp. observadas no casco da unidade FPSO Espírito Santo durante filmagens realizadas em fevereiro e maio de 2021.

4. CONSIDERAÇÕES GERAIS

As imagens demonstraram ocorrência generalizada de coral-sol, com alguma variação na distribuição, com tendência a maiores densidades e colônias mais desenvolvidas no fundo da unidade.

Ressalta-se que esta caracterização se baseou em imagens disponíveis a partir de inspeções técnicas, fator limitante para identificação de vários táxons de flora e fauna bioincrustada, quando se compara à métodos com amostragem e identificação em laboratório. No entanto, as imagens obtidas foram determinantes para conhecer a ocorrência e distribuição de coral-sol ao longo da unidade.

As imagens também serão avaliadas e abordadas no próximo relatório anual do Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras (PPCEX Shell – Processo Nº 02001.002251/2019-62).

5. RESPONSABILIDADE TÉCNICA

A profissional responsável pela elaboração deste documento encontra-se listada na tabela abaixo.

Tabela 1: Equipe técnica envolvida neste documento.

Nome	Formação	Registro de Classe	CTF/AIDA	Assinatura
Liana Silva	Oceanógrafa/UERJ Especialização em Análise Ambiental e Gestão do Território – ENCE/IBGE Msc. Engenharia Ambiental/UERJ	NA	2881676	

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAPEL, K.C.C., MIGOTTO, A.E., ZILBERBERG, C., KITAHARA, M.V. 2014. Another tool towards invasion? Polyp “bail-out” in *Tubastrea coccinea*. Coral Reefs, 33, 1165-1165.

COSTA, T.J.F., PINHEIRO, H.T., TEIXEIRA, J.B., MAZZEI, E.F., BUENO, L., HORA, M.S.C., JOYEUX, J.-C., CARVALHO-FILHO, A., AMADO-FILHO, G., 2014. Expansion of an invasive coral species over Abrolhos Bank, Southwestern Atlantic. Marine Pollution Bulletin. (DOI 10.1016/j.marpolbul.2014.06.002)

DE PAULA, A.; CREED, J. 2004. Two species of the coral *Tubastrea* (Cnidaria, Scleractinia) in Brazil: A case of accidental introduction. Bulletin of Marine Science, 74.



EnvironPact

SUSTENTABILIDADE
E RESILIÊNCIA

Rua da Glória, 122 | 10º Andar | Glória
Rio de Janeiro | RJ | Brasil | CEP 20.241-180
Tel.: +55 [21] 3032-6750 | 3032-6762
comercial@environpact.com
environpact.com

EMERGÊNCIA: 0800 627 4367