



Shell Brasil Petróleo Ltda. - Upstream Americas

Documento Controlado

Campos de Bijupirá e Salema ("BJSA")

Programa de Descomissionamento das Instalações ("PDI") Executivo – FPSO Fluminense

Número do Documento	BJSA-SHL-000-CR-PLN-0002
Revisão	01
Situação	Versão final para submissão à ANP, ao IBAMA e à Marinha/DPC-RJ
Tipo do Documento	PLN (Plano)
Data da Revisão	2022-10-19
ECCN	EAR99
Classificação de Segurança	Restrito

Histórico de Revisões

Revision	Data / Date	Situação / Status	Responsável /Originator	Revisor/ Reviewer	Aprovador /Approver
01	2022-10-19	Versão final para submissão à ANP, ao IBAMA e à Marinha/DPC-RJ	D. Greene E. Knothe G. Oliva S. Schaffel	A. Licia B. Tonin C. Lusquiños C. Monnerat D. Esteves D. Gaichi F. Melo H. Mattos L. Baldacci L. Storino M. Berredo R. Freire R. Pessurno R. Dyminski T. Ramos	R. Amar

Palavras Chave

BJSA, Descomissionamento, Fluminense, Programa de Descomissionamento das Instalações, PDI, PDI Executivo

Índice

I.	INTRODUÇÃO.....	5
II.	ABREVIACÕES	8
III.	DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	10
IV.	EQUIPE DO PROJETO	11
1.0	REFERÊNCIAS.....	12
2.0	MOTIVAÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES	15
2.1	HISTÓRICO	15
2.2	PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO DO RESERVATÓRIO.....	15
2.3	DESAFIOS À EPOCA DA SUBMISSÃO DO EJD.....	15
2.4	CONCLUSÃO.....	16
3.0	INVENTÁRIO DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO A SEREM DESCOMISSIONADAS.....	17
3.1	POÇOS	17
3.1.1	<i>Legado Petrobras</i>	17
3.1.2	<i>Poços Adjacentes e Descartados</i>	18
3.1.3	<i>Poços a Serem Abandonados Pela SBPL</i>	19
3.2	UNIDADES DE PRODUÇÃO MARÍTIMAS.....	20
3.2.1	<i>Descrição</i>	20
3.2.2	<i>Módulos</i>	22
3.2.3	<i>Sistema de Manutenção de Posição</i>	25
3.3	DUTOS.....	29
3.4	DEMAIS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA SUBMARINO	35
3.5	REGISTROS FOTOGRÁFICOS MAPAS E DIAGRAMAS	39
3.5.1	<i>Registro Fotográfico</i>	39
3.5.2	<i>Localização Do Sistema De Produção</i>	41
3.5.3	<i>Diagrama Unifilar De Interligação das Instalações de Produção</i>	43
3.6	INTERVENÇÃO EM POÇOS	44
3.7	MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS PRESENTES NAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO	44
3.8	MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS NO LEITO MARINHO	47
4.0	CARACTERIZAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO	48
5.0	PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES	49
5.1	POÇOS	51
5.2	DEMAIS INSTALAÇÕES	52
5.2.1	<i>Limpeza do Sistema Submarino</i>	53
5.2.2	<i>Isolamento dos Poços do FPSO</i>	60
5.2.3	<i>Limpeza do FPSO</i>	62

5.2.4	<i>Desconexão do FPSO</i>	65
5.2.5	<i>Reboque do FPSO para um Estaleiro de Reciclagem</i>	83
5.2.6	<i>Limpeza Final, Desmantelamento e Reciclagem do FPSO</i>	86
5.2.7	<i>Descomissionamento do Sistema Submarino</i>	88
5.3	INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS	89
5.3.1	<i>Unidade de Produção</i>	89
5.3.2	<i>Procedimentos Operacionais</i>	89
5.4	CRONOGRAMA	90
5.4.1	<i>Descomissionamento do FPSO Fluminense</i>	90
5.4.2	<i>Descomissionamento do Sistema Submarino</i>	90
5.4.3	<i>Abandono dos Poços</i>	91
5.5	ESTIMATIVA DE CUSTOS	91
6.0	ESTUDOS E PLANOS ASSOCIADOS	92
6.1.1	<i>Planta de Localização</i>	92
6.1.2	<i>Planta de Situação</i>	93
6.1.3	<i>Projeto de sinalização de áreas (de acordo NORMAM-17/DHN)</i>	93
6.1.4	<i>Engenheiros Responsáveis</i>	93
6.1.5	<i>Apólices de Seguro P&I</i>	93
6.1.6	<i>Apólices de Seguro do Casco</i>	94
6.1.7	<i>Relatório da Sociedade Classificadora</i>	94
6.1.8	<i>GRU</i>	94
6.2	PLANO DE MONITORAMENTO PÓS-DESCOMISSIONAMENTO (PMPD) - DESCONEXÃO DO FPSO FLUMINENSE	94
7.0	ESTUDOS AMBIENTAIS	95
7.1	INCROSTAÇÃO BIOLÓGICA NAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO	95
7.2	DIAGNÓSTICO DOS CORAIS DE PROFUNDIDADE E FAUNA ASSOCIADA NOS CAMPOS DE BIJUPIRÁ E SALEMA - DESCONEXÃO DO FPSO FLUMINENSE	102
7.3	INTER-RELAÇÃO COM PROJETOS DE MITIGAÇÃO E MONITORAMENTO DE IMPACTOS AMBIENTAIS	102
8.0	ANEXOS	106

I. INTRODUÇÃO

Os campos de Biupirá e Salema ("BJSA"), localizados na Bacia de Campos, foram inicialmente explorados pela Petróleo Brasileiro SA. ("Petrobras") na década de 1990. Em 1999, as empresas Enterprise Oil do Brasil Ltda. ("Enterprise") e a Odebrecht Bijupirá-Salema Ltda. ("Odebrecht") foram selecionadas para desenvolver os campos e operar o FPSO na fase de produção. Antes da produção do primeiro óleo, a Shell Brasil Petróleo Ltda. ("SBPL") incorporou a Enterprise e assumiu a posição de operadora e líder do consórcio de BJSA. A produção de óleo começou em 2003.

Os campos de BJSA se localizam a aproximadamente 250km a leste do Estado do Rio de Janeiro e têm profundidades variando de 450m a 950m em Bijupirá e 400m a 700m em Salema, respectivamente. A figura I.1 mostra a localização dos campos de BJSA dentro do portfólio da SBPL no Brasil.



Figura I.1 – Localização dos campos de BJSA dentro do portfólio da SBPL no Brasil

A unidade de produção vinculada aos campos é o FPSO Fluminense, que se encontra ancorado entre os centros de perfuração dos mesmos. O FPSO foi projetado para atingir a produção máxima de 80.000 bpd de óleo, 75 MMSCF de gás e 50.000 bpd de água produzida, além ter de capacidade de injetar 92.000 bpd de água nos campos.

O empreendimento é uma parceria entre os concessionários SBPL, que detém 80% de participação, e a Petrobras, com os 20% restantes.

Conforme previamente solicitado no PDI Conceitual (Revisões 01 e 02) e aprovado por ANP, Marinha e Ibama, a SPBL está desmembrando o programa de descomissionamento das instalações de BJSA em dois PDIs Executivos: (i) FPSO Fluminense e (ii) Sistema Submarino. Sendo assim, o objeto de aprovação deste documento é o detalhamento da execução do descomissionamento do FPSO Fluminense, incluindo a desconexão e o recolhimento dos risers, umbilicais e amarras, para viabilizar a retirada da plataforma.

O abandono permanente dos poços será aprovado e executado conforme as diretrizes do regulamento do SGIP (Resolução ANP nº 46/2016), e também será objeto de pedido de anuência ao IBAMA. A restauração da integridade do conjunto solidário de barreiras dos 7 poços em que essa intervenção seria necessária, conforme informado no PDI Conceitual Rev. 02, foi concluída em agosto de 2022, de modo a possibilitar a desconexão da plataforma.

Cabe ressaltar que o PDI Executivo do FPSO Fluminense aqui apresentado segue a estrutura do documento proposta pelo Anexo III da Resolução ANP no 817/2020.

No PDI Conceitual aprovado foram apresentados os estudos e análises ambientais desenvolvidos para a operação de descomissionamento dos campos de BJSA, com foco sobre a desconexão do FPSO Fluminense. O Anexo X do Capítulo 7.0 do PDI Conceitual apresentou uma consolidação dos estudos de caracterização dos meios físico, biótico e socioeconômico, Análise de Riscos Ambientais - AGRA e Avaliação de Impactos Ambientais – AIA, referentes à primeira fase de descomissionamento dos campos de BJSA contemplando os esclarecimentos e pedidos de complementação solicitados nos Pareceres Técnicos 147/2021-COPROD/CGMAC/DILIC e 444/2020-COPROD/CGMAC/DILIC.

Conforme será verificado no Capítulo 5 deste PDI Executivo do FPSO, que tratará do projeto de execução do descomissionamento, não houve mudanças significativas na filosofia aprovada no PDI Conceitual com relação às operações que serão realizadas até a desconexão do FPSO: lavagem do sistema submarino, isolamento dos poços, limpeza dos tanques de carga do FPSO, planta de produção e sistemas marítimos, desconexão do FPSO e reboque para um estaleiro de reciclagem.

Desta forma, os estudos de AIA e AGRA apresentados no PDI Conceitual aprovado não sofreram alterações, permanecendo válidos para o escopo deste PDI Executivo do FPSO Fluminense, compreendendo tanto as atividades na planta de produção (*topside*) do FPSO quanto eventuais interfaces da desconexão com o sistema submarino necessárias para a desconexão e liberação do FPSO Fluminense, de forma segura. As atividades na planta de produção incluem drenagem, limpeza e inertização de equipamentos, linhas e tanques, para posterior destinação final / reciclagem do FPSO Fluminense. Já as atividades relacionadas à interface com o sistema submarino compreendem operações de limpeza final e isolamento do sistema submarino, desconexão de risers, umbilicais e de linhas de ancoragem.

Sendo assim, apresentam-se no Capítulo 7 deste documento os estudos e informações específicas relacionadas ao PDI Executivo do FPSO: diagnóstico de corais de profundidade com foco sobre a desconexão do FPSO, informações sobre bioincrustação nas linhas e casco do FPSO e considerações sobre os Projetos Ambientais que continuarão a ser implementados em consonância com suas condicionantes específicas da RLO No. 336/2003. No Capítulo 6, referente a Estudos e Planos Associados, está apresentado o Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento, com foco também sobre a desconexão do FPSO Fluminense.

Uma vez aprovado o PDI Executivo do FPSO Fluminense, a execução do descomissionamento da plataforma será iniciada o mais breve quanto possível, de acordo com o cronograma proposto no Capítulo 5, visando reduzir sua permanência na locação, dado que já houve o encerramento da produção dos campos de BJSA. Atualmente os campos se encontram na fase de operação sem produção, enquanto são aguardadas as aprovações regulatórias para o início do descomissionamento de suas instalações.

De forma complementar, a SBPL submeterá oportunamente o PDI Executivo do Sistema Submarino, contemplando a infraestrutura submarina, cujo escopo de remoção ou permanência no local será definido após análise dos resultados da aplicação da metodologia proposta no Capítulo 4 do PDI Conceitual Rev. 02 aprovado.

É importante ressaltar que, no Capítulo 5 deste PDI, que trata do projeto de execução do descomissionamento, é apresentada a demonstração de que a desconexão e retirada do FPSO Fluminense de sua locação serão realizadas de forma a garantir a possibilidade de posterior recuperação do sistema submarino. Efetuada da forma como está sendo planejada, não trarão prejuízo às opções de descomissionamento do restante do sistema submarino, a serem definidas no PDI Executivo específico, nem implicarão em riscos e impactos injustificáveis aos demais escopos do descomissionamento de BJSA, conforme descrito no PDI Conceitual Rev. 02 aprovado.

Qualquer referência feita neste documento à SBPL (ou Shell) deve ser entendida como uma referência à SBPL na qualidade de operadora e líder do Consórcio de BJSA.

II. ABREVIACÕES

ABREVIACÃO	SIGNIFICADO
ABS	<i>American Bureau of Shipping</i>
AHTS	<i>Anchor Handling Tug Supply</i>
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BJSA	Bijupirá e Salema
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CoP	<i>Cessation of Production</i>
COW	<i>Crude Oil Wash</i>
CRF	<i>Connection Riser Flowline</i>
EFL	<i>Electrical Flying Lead</i>
EJD	Estudo de Justificativas para o Descomissionamento
EOFL	<i>End of Field Life</i>
ESDV	<i>Emergency Shut Down Valve</i>
FFM	<i>Free for Men</i>
FFF	<i>Free for Fire</i>
FPSO	<i>Floating Production, Storage and Offloading</i>
HAZID	<i>Hazard Identification</i>
HAZOP	<i>Hazard and Operability Study</i>
HFL	<i>Hydraulic Flying Lead</i>
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
NORM	<i>Naturally Occurring Radioactive Materials</i>
PAT	Plano Anual de Trabalho
PCP	Projeto de Controle da Poluição
PCS	Projeto de Comunicação Social
PEA	Projetos de Educação Ambiental
PEAT	Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores
PMA	Projeto de Monitoramento Ambiental
PLEM	<i>Pipeline End Manifold</i>

PLET	<i>Pipeline End Terminal</i>
PLSV	<i>Pipeline Support Vessel</i>
PMA	Projeto de Monitoramento Ambiental
PMPPD	Plano de Monitoramento Pos-Descomissionamento
PPCEX	Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas
P&A	Plug and Abandon
RDI	Relatório de Descomissionamento de Instalações
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i>
SBPL	Shell Brasil Petróleo Ltda.
SGIP	Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços
SGSO	Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional
SGSS	Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos
SIMOPS	<i>Simultaneous Operations</i>
SSIV	<i>Sub Surface Isolation Valve</i>
TDP	<i>Touch Down Point</i>
ULCC	<i>Ultra Large Crude Carrier</i>
UTA	<i>Umbilical Termination Assembly</i>

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-11/DPC – 2ª Revisão	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 outubro 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	Assunto: Procedimento para codificação, definição e de resultado e do status de poços.

IV. EQUIPE DO PROJETO

Profissionais da SBPL de diversas áreas participaram do desenvolvimento de estudos e projetos que embasaram a preparação deste PDI Executivo do FPSO Fluminense.

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

Além da equipe da SBPL e de empresas contratadas, como DNV GL Brasil, Wood PLC e Witt O'Brien's Brasil, profissionais da Petrobras, parceira no consórcio de BJSA, também tiveram participação nos trabalhos de preparação deste PDI Executivo do FPSO.

1.0 REFERÊNCIAS

Nesta seção serão apresentadas as principais características do consórcio de BJSA.

A) Contratado

O Consórcio é uma parceria em que SBPL detém 80% de participação e Petrobras detém os 20% restantes.

B) Número do Contrato

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

- Campo de Bijupirá – Contrato de Concessão nº 48000.003709/97-81
- Campo de Salema – Contrato de Concessão nº 48000.003710/97-60

C) Área sob Contrato

As áreas englobadas nos contratos são os campos de BJSA.

D) Bacia Sedimentar

Os campos de BJSA se localizam na Bacia de Campos.

E) Lâmina D'Água

Campo	LD Mínima (m)	LD Média (m)	LD Máxima (m)
Bijupirá	450	700	950
Salema	400	550	700

F) Distância da Costa

Os campos de BJSA estão a aproximadamente 250km à leste do Estado do Rio de Janeiro.

G) Data de Início da Produção

A produção nestes campos se iniciou em 12 de agosto de 2003.

H) Data do Fim da Produção

O encerramento da produção do campo de Bijupirá foi formalizado à ANP em abril de 2021 (correspondência SHELL-PO-8887-2021, de 30/04/2021) e o encerramento da produção do campo de Salema foi formalizado em dezembro de 2021 (correspondência SHELL-PO-10099-2021 de 15/12/21).

I) Tipo de Descomissionamento

O descomissionamento dos campos de BJSA 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, UTAs, PLET risers, manifolds de produção e injeção, umbilicais e o FPSO Fluminense. Uma descrição completa de todos os sistemas pode ser encontrada no item 3.0.

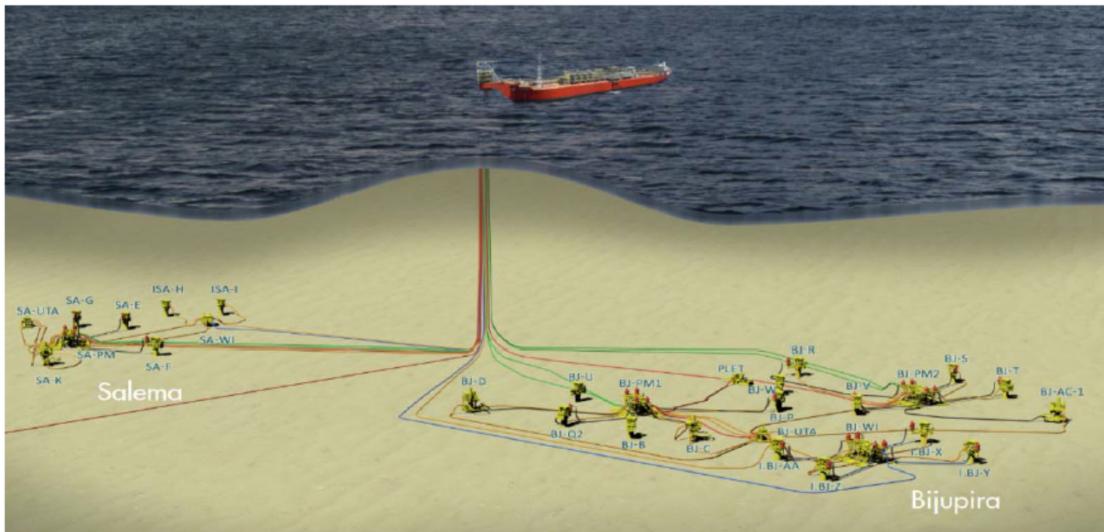


Figura 1.1 – Sistema de Produção

K) Processos de Licenciamento no Órgão Ambiental Licenciador

A operação do sistema de produção e escoamento de petróleo e gás natural dos Campos de BJSA, através da unidade de produção FPSO Fluminense encontra-se autorizada pelo Órgão Ambiental licenciador ("IBAMA") através do processo de licenciamento descrito a seguir:

Número do Processo: 02022.004188/2001-21

Empresa: Shell Brasil Petróleo Ltda.

CNPJ: 10.456.016/0001-67

L) Licenças Ambientais do Empreendimento

A Tabela 1.1 abaixo apresenta de forma resumida a identificação, escopo e detalhes das licenças ambientais do sistema de produção e escoamento de petróleo e gás natural dos Campos de BJSA, autorizadas pelo IBAMA como parte do processo de licenciamento IBAMA Nº 02022.004188/2001-21.

As referidas licenças ambientais encontram-se no Anexo I.

LICENÇA	ESCOPO	EMISSÃO	VALIDADE
LI Nº 204/2002	Autorizou a instalação da Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência FPSO Fluminense e respectivas instalações submarinas referentes ao sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos campos de BJSA	08/11/2002	08/11/2003
LO Nº 336/2003	Autorizou a atividade de produção do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos campos de BJSA através da operação da Unidade de Produção FPSO Fluminense	17/07/2003	11/07/2005
1º RLO Nº 336/2003	1º Renovação da LO n° 336/2003 Autorizou a atividade de produção do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos campos de BJSA através da operação da Unidade de Produção FPSO Fluminense	07/10/2010	19/11/2017
2º RLO Nº 336/2003	2º Renovação da LO n° 336/2003 Autorizou a operação do Sistema de Produção e Escoamento dos campos de BJSA através da operação da Unidade de Produção FPSO Fluminense.	10/12/2018	29/11/2023

Tabela 1.1 – Detalhes das Licenças Ambientais do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos campos de BJSA, Bacia de Campos (Processo Nº 2022.004188/2001-21).

2.0 MOTIVAÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES

2.1 HISTÓRICO

Conforme informado no PDI Conceitual, os campos de BJSA, na Bacia de Campos, foram descobertos pela Petrobras em 1990. Após uma fase de produção preliminar de óleo, de 1994 a 2000, a Petrobras decidiu desinvestir parcialmente no ativo. Em 1999, a Entreprise Oil e a Odebrecht foram selecionadas para completar o desenvolvimento. Em 2002, a SBPL adquiriu a Entreprise Oil e, como consequência, assumiu a posição de operadora de BJSA, em parceria com a Petrobras. O primeiro óleo da fase de produção ocorreu em 2003. Em 2014, um projeto de redesenvolvimento dos campos acrescentou 4 novos poços em BJSA. Em 2020, após 17 anos de operação, o campo tinha produzido mais de 127 milhões de barris de petróleo, tendo atingido seu pico de produção em 2004. À época da apresentação do Estudo de Justificativas para o Descomissionamento ("EJD") de BJSA, em novembro de 2020, os campos produziam aproximadamente 7.500 barris de óleo equivalente por dia, aproximadamente 12% do total produzido durante o pico de produção. A formalização do encerramento da produção dos campos em sua totalidade foi realizada em dezembro de 2021 e, atualmente, o FPSO Fluminense encontra-se operacional e sem produção até que as atividades de descomissionamento sejam iniciadas, após as aprovações regulatórias.

2.2 PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO DO RESERVATÓRIO

Como informado nas atualizações do Plano de Desenvolvimento (PD) de BJSA e nos relatórios dos Planos Anuais de Produção (PAP), diversos esforços visando a extensão da produção e o aumento do fator de recuperação dos campos foram efetuados ao longo da vida do ativo. Esses trabalhos incluíram *scale squeeze* (estimulação ácida) nos poços e gerenciamento dos reservatórios, além do mencionado projeto de redesenvolvimento. Em 2018, um estudo de identificação de localização de óleo remanescente (*Locate and Target Remaining Oil - LTRO*) foi realizado e, como resultado, foi identificada a possibilidade de perfurar alguns poços *infill* para adensamento da malha; entretanto essas oportunidades demonstraram ser economicamente marginais. Como resultado de todos os esforços implementados, o campo de BJSA superou a previsão de final de vida (*End of Field Life – EoFL*) no ano de 2019, conforme documentado na última atualização do PD, aprovada em 2014.

2.3 DESAFIOS À EPOCA DA SUBMISSÃO DO EJD

A vida útil original dos ativos de BJSA, projetada inicialmente para 15 anos, estava prevista para terminar em 2018. A SBPL executou um projeto de extensão de vida desses campos, o que incluiu a recertificação do FPSO Fluminense, para garantir a integridade e a segurança nas operações de BJSA no novo período de vida útil. Os

investimentos efetuados nessa extensão, apesar de proporcionarem produção adicional, impactaram de forma significativa a viabilidade econômica de BJSA, levando-se em conta o natural declínio da produção de óleo e o incremento da produção de água, o que causou aumento dos custos operacionais. Adicionalmente a esse desafio, a redução dramática dos preços do petróleo ocorrida no início de 2020 impactou fortemente, de forma negativa, o fluxo de caixa de BJSA. Considerando os preços de petróleo da época da submissão do PDI Conceitual e do EJD, em 2020, e os projetados naquele momento, investimentos adicionais nos campos, e a própria continuidade da operação, não se mostraram viáveis economicamente.

2.4 CONCLUSÃO

Considerando que os campos de BJSA já estavam apresentando fluxo de caixa negativo quando da submissão do PDI Conceitual e do EJD, apesar dos esforços para melhorar a viabilidade econômica, além do fato dos campos já terem ultrapassado seu final de vida útil, tanto a de projeto quanto a planejada no PD e encerramento da produção, a proposta foi prosseguir para o descomissionamento das instalações e a devolução dos campos à União.

Informações sobre o projeto de extensão de vida de BJSA, o estudo de LTRO e a viabilidade econômica dos ativos foram apresentados no EJD de BJSA, submetido à ANP em novembro de 2020. Em dezembro de 2021 a ANP concluiu a avaliação deste EJD e formalizou que o mesmo foi apresentado em conformidade com o Resolução ANP No. 817/2020, por meio do Ofício N° 1133/2021/SDP/ANP-RJ.

3.0 INVENTÁRIO DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO A SEREM DESCOMISSIONADAS

Devido ao tamanho das planilhas com as informações solicitadas, aqui é apresentado um resumo das informações do inventário das instalações a serem descomissionadas. As planilhas completas estão contidas no Anexo II deste documento.

3.1 POÇOS

3.1.1 Legado Petrobras

Os poços abaixo foram perfurados pela Petrobras nas fases de exploração e produção antecipada, antes da SBPL assumir como operadora dos campos de BJSA, e já foram abandonados permanentemente. Informações mais detalhadas encontram-se no Anexo II.

	Nome do poço	LDA [m]	Coordenadas (CRS SIRGAS 2000 [4674])		Finalidade	Data do término da perfuração (mm/dd/aaaa)	Data do abandono permanente (mm/dd/aaaa)
			Latitude	Longitude			
1	1-RJS-428-RJS	639	-22:37:01,135	-40:25:06,117	Pioneiro	11/11/1989	12/15/1989
2	1-RJS-412-RJS	705	-22:38:29,110	-40:24:56,301	Pioneiro	1/19/1990	20/02/1990
3	1-RJS-373A-RJS	551	-22:37:13,207	-40:27:30,187	Pioneiro	3/3/1990	1/31/2007
4	1-RJS-373-RJS	551	-22:37:13,207	-40:27:30,187	Pioneiro	3/3/1990	26/03/1990
5	3-RJS-437-RJS	763	-22:39:24,749	-40:24:18,651	Extensão	4/5/1990	1/17/2007
6	4-RJS-440-RJS	498	-22:36:37,837	-40:28:00,653	Pioneiro Adjacente	12/21/1990	1/23/1991
7	3-RJS-438-RJS	737	-22:39:48,376	-40:25:37,123	Extensão	3/14/1991	1/25/2007
8	3-RJS-439-RJS	577	-22:37:57,307	-40:27:43,366	Extensão	10/26/1991	01/11/1991
9	4-RJS-454-RJS	594	-22:38:31,977	-40:27:58,739	Pioneiro Adjacente	11/30/1991	12/3/1991
10	1-RJS-374-RJS	853	-22:41:51,548	-40:24:34,094	Pioneiro	5/18/1992	5/25/1992
11	1-RJS-471-RJS	796	-22:39:20,528	-40:22:55,720	Pioneiro	8/7/1992	8/10/1992
12	3-BJ-3-RJS	820	-22:40:14,804	-40:23:32,317	Extensão	1/6/1993	1/12/1993
13	3-BJ-2-RJS	713	-22:37:51,727	-40:23:55,988	Extensão	2/24/1993	2/28/1993
14	3-BJ-1-RJS	655	-22:38:15,591	-40:26:04,992	Extensão	3/16/1993	3/18/1993
15	3-BJ-5-RJS	868	-22:40:26,604	-40:21:58,255	Extensão	8/2/1993	8/4/1993
16	3-BJ-4-RJS	797	-22:40:32,060	-40:24:43,898	Extensão	9/14/1993	9/16/1993

Tabela 3.1.1 – BJSA – Poços de Legado Petrobras

CÓDIGO DE CORES	
	LEGADO PETROBRAS – ABANDONO PERMANENTE DE POÇOS PELA PETROBRAS
	LEGADO PETROBRAS – ABANDONO PERMANENTE DE POÇOS PELA SBPL

3.1.2 Poços Adjacentes e Descartados

Os poços abaixo foram perfurados pela Enterprise e pela SBPL, após assumir como operadora dos campos de BJSA, e já foram abandonados permanentemente. Informações mais detalhadas encontram-se no Anexo II.

Nome do poço	LDA [m]	Coordenadas (CRS SIRGAS 2000 [4674])		Finalidade	Data do término da perfuração (mm/dd/aaaa)	Data do abandono permanente (mm/dd/aaaa)	
		Latitude	Longitude				
1	9-BJ-6D-RJS	764	-22:39:42,041	-40:24:34,144	Poço Especial	10/17/2001	10/19/2001
2	7-BJ-7HP-RJS	764	-22:39:42,041	-40:24:34,144	Produção	11/5/2001	11/5/2001
3	7-BJ-7HP-RJS	764	-22:39:42,041	-40:24:34,144	Produção	não disponível	1/28/2002
4	7-BJ-8H-RJS	765	-22:39:42,568	-40:24:32,423	Produção	11/29/2001	12/10/2001
5	9-BJ-10D-RJS	765	-22:39:41,660	-40:24:30,153	Poço Especial	1/3/2002	1/3/2002
6	9-BJ-12D-RJS	765	-22:39:42,324	-40:24:31,736	Poço Especial	6/15/2002	6/21/2002
7	9-BJ-12DA-RJS	765	-22:39:42,324	-40:24:31,736	Poço Especial	7/7/2002	9/15/2002
8	7-BJ-18HP-RJS	765	-22:39:42,324	-40:24:31,736	Produção	9/22/2002	9/22/2002
9	8-BJ-14D-RJS	766	-22:39:44,282	-40:24:32,090	Injeção	5/7/2002	5/13/2002
10	8-SA-1D-RJS	615	-22:38:12,958	-40:26:55,212	Injeção	3/29/2003	3/29/2003
11	8-SA-1DA-RJS	615	-22:38:12,958	-40:26:55,212	Injeção	4/3/2003	4/25/2003
12	9-SA-4D-RJS	615	-22:38:14,143	-40:26:56,627	Poço Especial	3/22/2003	5/14/2003
13	9-BJ-19D-RJS	765	-22:39:42,960	-40:24:33,130	Poço Especial	12/12/2005	12/16/2005
14	7-BJ-20HP-RJS	765	-22:39:42,960	-40:24:33,130	Produção	1/5/2006	1/4/2006
15	9-SA-6D-RJS	615	-22:38:15,063	-40:26:58,232	Poço Especial	6/26/2009	5/23/2009
16	9-BJ-21D-RJS	764	-22:39:40,796	-40:24:32,031	Poço Especial	8/15/2010	8/14/2010
17	9-BJ-23D-RJS	765	-22:39:42,318	-40:24:32,243	Poço Especial	8/12/2011	8/12/2011
18	7-SA-3H-RJS	614	-22:38:13,641	-40:26:57,187	Produção	5/7/2003	5/4/2003

Tabela 3.1.2 – BJSA – Poços Adjacentes e Descartados

3.1.3 Poços a Serem Abandonados Pela SBPL

Os seguintes poços fazem parte do sistema atual de BJSA e deverão ser abandonados pela SBPL de acordo com os requerimentos da Resolução ANP nº 46/2016 (SGIP) e práticas da SBPL. Informações mais detalhadas encontram-se no Anexo II.

Nome do poço	LDA [m]	Coordenadas (CRS SIRGAS 2000 [4674])		Finalidade	Data do término da perfuração (mm/dd/aaaa)	Situação Atual	
		Latitude	Longitude				
1	7-BJ-7HPA-RJS	764	-22:39:42,041	-40:24:34,144	Produção	2/21/2002	Suspenso
2	7-BJ-8HA-RJS	765	-22:39:42,550	-40:24:34,183	Produção	3/23/2002	Suspenso
3	7-BJ-9H-RJS	764	-22:39:41,775	-40:24:32,271	Produção	3/5/2002	Ativo
4	7-BJ-11HP-RJS	765	-22:39:41,660	-40:24:30,153	Produção	3/12/2002	Ativo
5	7-BJ-18HPA-RJS	765	-22:39:42,324	-40:24:31,736	Produção	9/22/2002	Suspenso
6	8-BJ-13D-RJS	766	-22:39:43,410	-40:24:30,359	Injeção	6/3/2002	Ativo
7	8-BJ-14DA-RJS	766	-22:39:44,282	-40:24:32,090	Injeção	5/21/2002	Ativo
8	8-BJ-15D-RJS	766	-22:39:42,876	-40:24:30,860	Injeção	6/3/2002	Ativo
9	7-BJ-16H-RJS	765	-22:39:41,161	-40:24:30,304	Produção	9/12/2002	Ativo
10	8-BJ-17D-RJS	766	-22:39:43,807	-40:24:32,348	Injeção	7/23/2002	Ativo
11	7-BJ-25H-RJS	765	-22:39:43,137	-40:24:32,627	Produção	11/14/2013	Ativo
12	7-BJ-26H-RJS	764	-22:39:42,541	-40:24:34,520	Produção	10/31/2013	Ativo
13	9-BJ-27H-RJS	766	-22:39:42,205	-40:24:30,271	Poço Especial	11/9/2013	Ativo
14	7-SA-8H-RJS	623	-22:38:15,738	-40:26:57,360	Produção	1/13/2014	Ativo
15	8-SA-2D-RJS	615	-22:38:12,962	-40:26:56,068	Injeção	3/24/2003	Ativo
16	8-SA-1DB-RJS	615	-22:38:12,958	-40:26:55,212	Injeção	5/2/2003	Ativo
17	7-SA-5HP-RJS	615	-22:38:14,143	-40:26:56,627	Produção	5/19/2003	Ativo
18	7-BJ-20HPA-RJS	765	-22:39:42,960	-40:24:33,130	Produção	1/31/2006	Suspenso
19	7-SA-7HP-RJS	615	-22:38:15,063	-40:26:58,232	Produção	6/26/2009	Ativo
20	7-BJ-22HP-RJS	764	-22:39:40,796	-40:24:32,031	Produção	8/31/2010	Suspenso
21	7-BJ-24HP-RJS	765	-22:39:42,318	-40:24:32,243	Produção	9/10/2011	Suspenso
22	7-SA-3HPA-RJS	614	-22:38:13,641	-40:26:57,187	Produção	5/13/2003	Suspenso

Tabela 3.1.3 – BJSA – Poços a serem abandonados pela SBPL

3.2 UNIDADES DE PRODUÇÃO MARÍTIMAS

3.2.1 Descrição

A única unidade de produção associada aos campos de BJSA é o FPSO Fluminense. O casco do FPSO Fluminense foi originalmente construído pelo estaleiro Kockums Mekaniska AD em Malmo, na Suécia, sob o nome de *Sea Saint*, como um cargueiro ULCC (*Ultra Large Crude Carrier*). O cargueiro mudou de nome 2 vezes, a primeira em 1981, passando a se chamar *Safina Sahara*, e a segunda em 1984, abreviando seu nome para apenas *Sahara*.

Em 2003 o cargueiro foi convertido no FPSO Fluminense pelo estaleiro Jurong, em Singapura, sendo projetado para estocar 1.2 milhões de barris de petróleo. O óleo estocado era transferido em períodos de 17 a 20 dias para navios aliviadores através do sistema de descarga do FPSO.

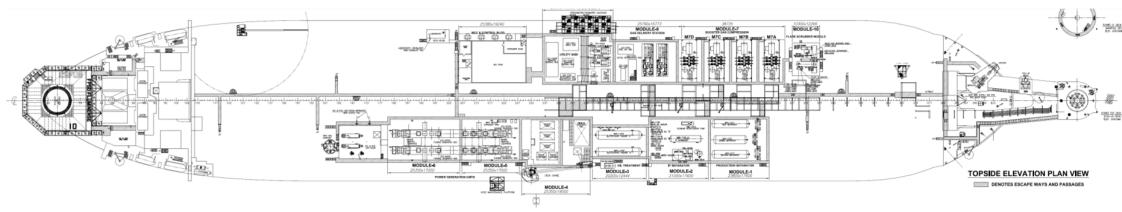


Figura 3.2.1.1 – Fluminense FPSO Layout

A) Nome da unidade de produção

A unidade de produção instalada nos campos de BJSA é o FPSO Fluminense.



Figura 3.2.1.2 – FPSO Fluminense

B) Código da unidade de produção

Código ANP	Código IMO	Nome	Operador
10396	7389405	FPSO FLUMINENSE	SHELL BRASIL

C) Classificação da unidade de produção

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

D) Proprietário

O FPSO Fluminense é de propriedade do consórcio BJSA representado pela sua operadora, SBPL.

E) Operador da instalação

O operador do FPSO Fluminense é a MODEC Serviços de Petróleo do Brasil Ltda. (CNPJ 05.217.376/0001-76).

F) Data de término do contrato de afretamento

O contrato de afretamento do FPSO Fluminense com a BJSA BV foi terminado em setembro/2020, à época da nacionalização da plataforma.

G) Anos de construção e de conversão

O cargueiro foi construído pelo estaleiro Kockums Mekaniska na Suécia, em 1974, e foi convertido em FPSO pelo estaleiro Jurong em Singapura, em 2003.

H) Massa na condição de descomissionamento (t)

A massa esperada na condição de descomissionamento (*light weight tonnage*) é de 52.301 toneladas.

I) Calado máximo (m)

O calado máximo da plataforma é de 16,0 metros.

J) Áreas sob contrato atendidas pela unidade de produção

As áreas atendidas pelo FPSO Fluminense são Bijupirá e Salema.

K) Profundidade batimétrica

A lâmina d'água do local em que está ancorado o FPSO Fluminense é de 705 metros.

L) Distância da costa

O FPSO Fluminense se encontra a cerca de 250 km a leste do Estado do Rio de Janeiro.

M) Latitude e longitude

Itens	Coordenadas
Latitude	-22:39:02,553
Longitude	-40:25:38,226
Datum	SIRGAS 2000 [4674]

N) Sistema de escoamento da produção

O óleo produzido nos campos de BJSA era processado e estocado nos tanques do FPSO Fluminense e transferido para navios aliviadores. Desta forma, o sistema de escoamento era o próprio FPSO Fluminense. O gás produzido na unidade era exportado através de um gasoduto para a plataforma P-8.

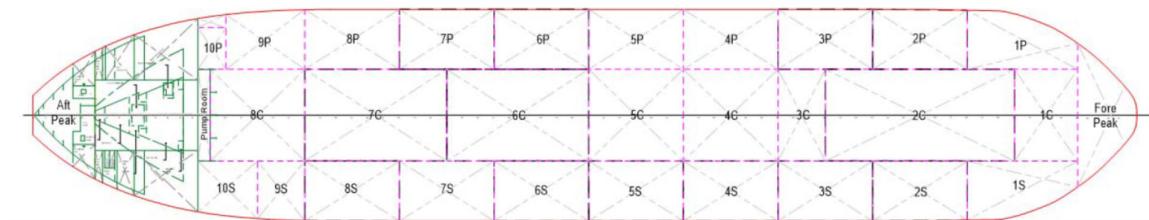
3.2.2 Módulos**A) Dimensões (m) e massa (t) na condição de descomissionamento.**

O FPSO Fluminense tem ao todo 10 módulos, sala de controle e um *piperack*, conforme a tabela abaixo:

Módulo	Nome	Peso Seco (ton)	Comp. (m)	Larg. (m)
1	Separadores e Trocadores de Calor Primários	365	23,80	17,40
2	Separador Secundário e Tratamento de Água Produzida	278	21,00	17,40
3	Sistema de tratamento de óleo	192	20,20	12,44
4	Área de estocagem e <i>Skid</i> de injeção química	111	25,35	19,00
5	Skids de <i>Turbo Geradores</i>	578	25,35	17,00
6	Skids de <i>Turbo Geradores</i>	409	25,35	17,00
7	Compressores de gás de alta pressão	800	38,74	16,78
8	Compressores de gás de baixa pressão e gás combustível	327	23,20	20,50
9	Tratamento de água do mar injeção de água	355	26,00	20,50
10	Desidratação, Exportação/Importação de Gás e Flare	192	10,30	12,26
	Sala de controle (MCC)	374	25,50	16,00
	<i>Piperack</i>	580	100	2,50

Tabela 3.2.2.1 – Pesos e dimensões dos módulos

Na conversão de navio cargueiro para FPSO, apenas os tanques centrais foram definidos como tanques de carga, ficando os laterais como tanques de lastro, conforme mostrado na figura abaixo.

**Figura 3.2.2.1** – FPSO Fluminense - Layout dos Tanques

Função	Número do tanque	Capacidade (m³)	Função	Número do tanque	Capacidade (m³)
Carga	1C	15604	Vazio (Void)	1P	11982
Carga	2C	47052	Vazio (Void)	2P	14818
Carga	3C	11754	Vazio (Void)	3P	15037
Carga	4C	23520	Vazio (Void)	5P	15037
Carga	5C	23520	Vazio (Void)	6P	15035
Carga	6C	35286	Vazio (Void)	8P	14163
Carga	7C	35286	Vazio (Void)	1S	11982
Carga	8C	23447	Vazio (Void)	2S	14818
Lastro	4P	14996	Vazio (Void)	3S	15037
Lastro	4S	14996	Vazio (Void)	5S	15037
Lastro	7P	14947	Vazio (Void)	6S	15035
Lastro	7S	14947	Vazio (Void)	8S	14163
Slop - Limpa	9P	9397	Vazio (Void)	9S	6049
Slop - Suja	10P	1360	Vazio (Void)	10S	5761

Tabela 3.2.2.2 – FPSO Fluminense – Tanques

A planta de processo deste FPSO foi projetada para atender um pico de produção diária de 80.000 barris de óleo, 92.000 barris de injeção de água, 75 MMSCF de gás produzido e 50.000 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 Fluminense possui os sistemas listados abaixo, que auxiliam a produção, permitem a habitabilidade e garantem a segurança da plataforma:

- Sistema de Utilidades:
 - Sistema de resfriamento
 - Sistema de aquecimento
 - Sistema de químicos
 - Injeção de metanol
 - Recuperação de glicol
 - Sistema de água salgada
 - Sistema de água doce
 - Sistema de vapor (descomissionado)
 - Sistema de dreno
 - Sistema de ar comprimido
 - Sistema hidráulico
 - 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 Fluminense, 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 2 segmentos de correntes de aço, nas extremidades, e um segmento de poliéster, no meio.

A) Tipo de ancoragem

O sistema de ancoragem é tipo *Taut-Leg*, onde as amarras são fixadas à ancoras tipo VLA (*Vertical Load Anchor*), no fundo do mar, e depois tensionadas na extremidade da plataforma, usando um guincho, e então fixadas ao *Turret*.

B) Elementos e arranjos

O segmento superior é de amarras sem malhete de 95 mm, com um comprimento de 100 m, que se conecta ao mordente localizado na parte externa do *Turret*. Além disto, há mais 55 m de amarra para ajuste do cabo de poliéster após a instalação.

O segmento intermediário utiliza um cabo de poliéster de 154 mm de diâmetro (mais leve e mais elástico), com 850 m de comprimento. Esse cabo possui terminais em cada extremidade, que permitem a ligação com as conexões de amarras em cada ponta, onde se utiliza manilha tipo TM.

O segmento inferior de amarras sem malhete de 95 mm possui 110 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 ancora tipo VLA. Este segmento de

corrente e cabo mantém o cabo de poliéster sem contato com o fundo do mar, prevenindo danos por abrasão ou penetração de material no interior do cabo.

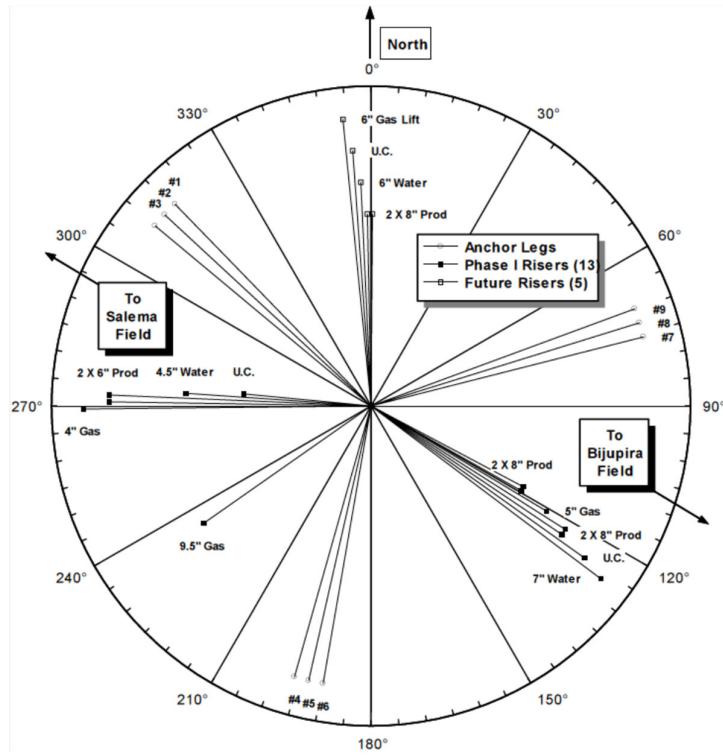


Figura 3.2.3.1– Arranjo da ancoragem

C) Dimensões e massa na condição de descomissionamento dos elementos

Linhas	Comprimento dos seguimentos			Comp. Total (m)	Peso (kg)	
	Poliéster Ø 154mm	Cabo de Aço Ø 154mm	Corrente Ø 154mm		Seco no ar	Submerso em água
1	835	70	370	1275	81563,5	62312,0
2	835	70	370	1275	81563,5	62312,0
3	798	70	405	1273	87159,3	67554,4
4	885	70	370	1325	82368,5	62502,0
5	885	70	370	1325	82368,5	62502,0
6	848	70	405	1323	87964,3	67744,4
7	885	70	370	1325	82368,5	62502,0
8	885	70	370	1325	82368,5	62502,0
9	848	70	405	1323	87964,3	67744,4

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	675
	2	675
	3	675
2	4	722
	5	722
	6	722
3	7	717
	8	717
	9	717

Tabela 3.2.3.2 – Profundidade das linhas

E) Latitude e longitude

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

Linhas	Latitude	Longitude	LD (m)
1	-22:38:41,454	-40:25:59,747	675
2	-22:38:41,904	-40:26:01,829	675
3	-22:38:42,916	-40:26:02,880	675
4	-22:39:32,612	-40:25:47,505	722
5	-22:39:32,573	-40:25:45,627	722
6	-22:39:35,108	-40:25:44,693	722
7	-22:38:54,765	-40:25:03,500	717
8	-22:38:53,038	-40:25:03,938	717
9	-22:38:51,212	-40:25:04,585	717

Tabela 3.2.3.3 – Coordenada das ancoragens (SIRGAS 2000 [4674])

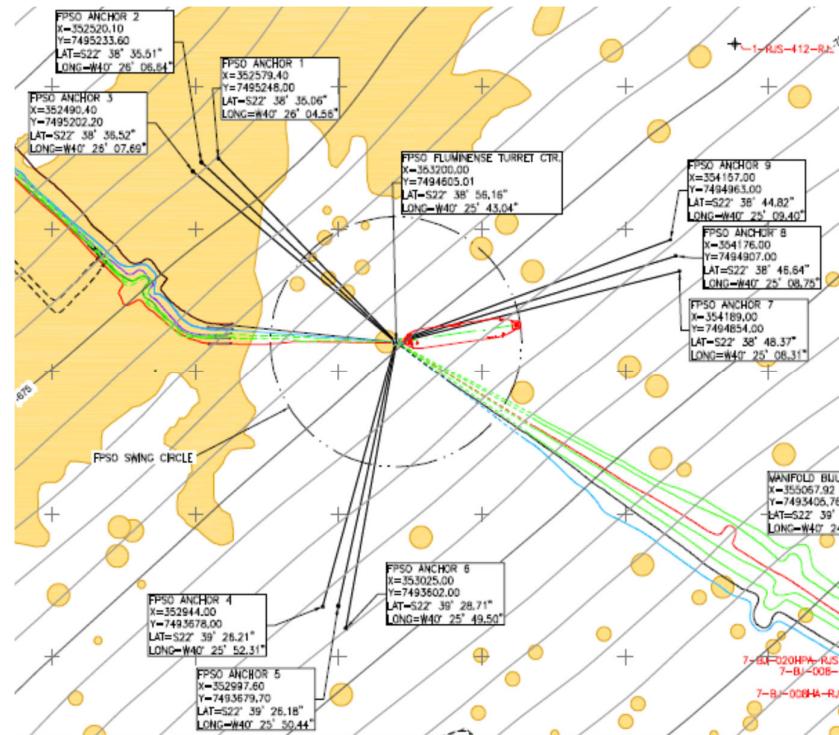


Figura 3.2.3.2 – Posição das linhas ancoragem

Além dos itens citados acima, relacionados ao sistema de ancoragem do FPSO Fluminense, partes do sistema de amarração do sistema de produção antecipada (plataforma P-13 e monobóia) foram depositados no leito marinho antes da transferência das operações dos campos de BJSA à SBPL e fazem parte deste PDI. Estes itens adicionais estão listados abaixo:

SISTEMA DE ANCORAGEM DA PLATAFORMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA P13	
1	8 (oito) Âncoras de 15 toneladas do tipo <i>Bruce</i>
2	Corrente de 76mm -orq – 12800 metros
3	Cabos de aço - 5680m metros
SISTEMA DE ANCORAGEM DA MONOBÓIA	
1	6 (seis)Âncoras de 18 toneladas do tipo <i>Hulk</i>
2	Corrente de 84mm – 3600 metros
3	Corrente de 76mm – 900 metros
4	Cabo de polyester 500 MBL – 4800 metros

Tabela 3.2.3.4 – Legado Sistema de Ancoragem Petrobras

3.3 DUTOS

As informações abaixo são apresentadas conforme especificado nas Resoluções ANP 817/2020 e ANP 699/2017. Dados mais detalhados sobre os dutos de BJSA serão mostrados no PDI Executivo do Sistema Submarino.

A lista a seguir mostra todas as linhas dos campos de BJSA,incluídas para facilitar o entendimento da estrutura existente, porém considerando o objeto deste PDI Executivo do FPSO, apenas risers, umbilicais e linhas de ancoragem fazem parte deste pedido de aprovação, ficando as demais linhas para serem submetidas à aprovação dentro do PDI Executivo do Sistema Submarino.

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Bijupira Water Injection Flowline Riser	Injeção de Água	Água	Conectado	1095	Riser
2	Bijupira Water Injection Flowline Riser	Injeção de Água	Água	Conectado	1920	Flowline
3	Bijupira Well IBJ-AA - WI Jumper (Man-Tree)	Injeção de Água	Água	Desconectado	45	Jumper
4	Bijupira Well IBJ-X - WI Jumper (Man-Tree)	Injeção de Água	Água	Conectado	45	Jumper
5	Bijupira Well IBJ-Y - WI Jumper (Man-Tree)	Injeção de Água	Água	Conectado	45	Jumper
6	Bijupira Well IBJ-Z - WI Jumper (Man-Tree)	Injeção de Água	Água	Conectado	45	Jumper
7	Bijupira Gas Lift Flowline Riser	Injeção de Gás	Gás Natural	Removido	1095	Riser
8	Bijupira Gas Lift Flowline Riser	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	1745	Flowline
9	Bijupira Well BJ-Q - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
10	Bijupira Well BJ-S - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
11	Bijupira Well BJ-T - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
12	Bijupira Well BJ-P - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
13	Bijupira BJ-C - 4" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
14	Bijupira BJ-C - 2" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	5	Jumper
15	Bijupira BJ-D - 4" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	47	Jumper
16	Bijupira BJ-D - 2" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	5	Jumper
17	Bijupira BJ-AC1 - 4" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	47	Jumper
18	Bijupira BJ-AC1 - 2" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	5	Jumper
19	Bijupira Well BJ-R - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
20	Bijupira M1 H1 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1094	Riser
21	Bijupira M1 H1 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1730	Flowline
22	Bijupira M1 H2 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1091	Riser
23	Bijupira M1 H2 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1745	Flowline
24	Bijupira M2 H1 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1088	Riser
25	Bijupira M2 H1 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1785	Flowline

26	Bijupira M2 H2 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1095	Riser
27	Bijupira M2 H2 Flowline Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1787	Flowline
28	Bijupira Well BJ-Q - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
29	Bijupira Well BJ-S - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
30	Bijupira Well BJ-T - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
31	Bijupira Well BJ-P - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
32	Bijupira Well BJ-C - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
33	Bijupira Well BJ-D - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
34	Bijupira Well BJ-AC1 - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	47	Jumper
35	Bijupira Well BJ-R - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
36	Bijupira Manifold 1 HFL (UTA-Manifold)	Controle	N/A	Conectado	55	Flowline (Umb)
37	Bijupira Manifold 2 HFL (UTA-Manifold)	Controle	N/A	Conectado	65	Flowline (Umb)
38	Bijupira Umbilical	Potência, Controle, Injeção	N/A	Conectado	2980	Riser/Flowline (Umb)
39	Bijupira Well BJ-AC1 - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	100	Flowline (Umb)
40	Bijupira Well BJ-B - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Removido	135	Flowline (Umb)
41	Bijupira Well BJ-C - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	70	Flowline (Umb)
42	Bijupira Well BJ-D - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	70	Flowline (Umb)
43	Bijupira Well BJ-P - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	43	Flowline (Umb)
44	Bijupira Well BJ-Q - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	44	Flowline (Umb)
45	Bijupira Well BJ-R - HFL (Manifold-RCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	41	Flowline (Umb)
46	Bijupira Well BJ-S - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	43	Flowline (Umb)
47	Bijupira Well BJ-T - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	44	Flowline (Umb)
48	Bijupira Well BJ-U - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Removido	160	Flowline (Umb)
49	Bijupira Well BJ-V - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Conectado	43	Flowline (Umb)
50	Bijupira Well BJ-W - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle, Injeção	N/A	Removido	100	Flowline (Umb)
51	Bijupira Well IBJ-AA - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle	N/A	Conectado	45	Flowline (Umb)

52	Bijupira Well IBJ-X - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle	N/A	Conectado	42	Flowline (Umb)
53	Bijupira Well IBJ-Y - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle	N/A	Conectado	43	Flowline (Umb)
54	Bijupira Well IBJ-Z - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle	N/A	Conectado	43	Flowline (Umb)
55	Bijupira WI Manifold HFL (UTA-Manifold)	Controle	N/A	Conectado	40	Flowline (Umb)
56	Bijupira Well BJ-U - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor	Gas Natural	Desconectado	40	Jumper
57	Bijupira Well BJ-U - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Gas Lift	Gas Natural	Desconectado	40	Jumper
58	Bijupira Well BJ-B - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor	Gas Natural	Desconectado	40	Jumper
59	Bijupira Well BJ-B - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Gas Lift	Gas Natural	Desconectado	40	Jumper
60	Bijupira Well BJ-V - Production Jumper (Man-Tree)	Produtor	Gas Natural	Desconectado	40	Jumper
61	Bijupira Well BJ-V - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Gas Lift	Gas Natural	Desconectado	40	Jumper

Tabela 3.3.1 – Inventário de Dutos - Bijupirá

	Código de Identificação do tramo	Função	Produto Movimentado	Status Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Salema Flowline H1 Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1100	Riser
2	Salema Flowline H1 Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	2340	Flowline
3	Salema Flowline H2 Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	1100	Riser
4	Salema Flowline H2 Riser	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	2340	Flowline
5	Salema Gas Lift Flowline Riser	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	1095	Riser
6	Salema Gas Lift Flowline Riser	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	2356	Flowline
7	Salema Well SA-G - Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
8	Salema SA-K - 4" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
9	Salema SA-K - 2" Gas Lift Jumper (Man-Tree)	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	5	Jumper

10	<i>Salema Well SA-E - Gas Lift Jumper (Man-Tree)</i>	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
11	<i>Salema Well SA-F - Gas Lift Jumper (Man-Tree)</i>	Injeção de Gás	Gás Natural	Conectado	45	Jumper
12	<i>Salema Water Injection Flowline Riser</i>	Injeção de Água	Água	Conectado	1097	Riser
13	<i>Salema Water Injection Flowline Riser</i>	Injeção de Água	Água	Conectado	2294	Flowline
14	<i>Salema Well ISA-H - WI Jumper (Man-Tree)</i>	Injeção de Água	Água	Conectado	45	Jumper
15	<i>Salema Well ISA-H - WI Jumper (Man-Tree)</i>	Injeção de Água	Água	Conectado	45	Jumper
16	<i>Salema Well SA-E - Production Jumper (Man-Tree)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
17	<i>Salema Well SA-F - Production Jumper (Man-Tree)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
18	<i>Salema Well SA-G - Production Jumper (Man-Tree)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
19	<i>Salema Well SA-K - Production Jumper (Man-Tree)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Conectado	45	Jumper
20	<i>Salema Riser H1 (Descomissionado)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Desconectado	1099	Riser
21	<i>Salema Riser H2 (Descomissionado)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Desconectado	1099	Riser
22	<i>Salema Flowline H2 (Descomissionado)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Desconectado	2329	Flowline
23	<i>Salema Flowline H1 (Descomissionado)</i>	Produtor - Multifásico	Água, Óleo e Gás Natural	Desconectado	2340	Flowline
24	<i>Salema Umbilical</i>	Energia, Controle e Injeção	N/A	Conectado	3489	Riser/Flowline (Umb)
25	<i>Salema Production Manifold HFL (UTA-Manifold)</i>	Controle e Injeção	N/A	Conectado	58	Flowline (Umb)
26	<i>Salema Water Injection Manifold HFL (UTA-Manifold)</i>	Controle	N/A	Conectado	60	Flowline (Umb)
27	<i>Salema Well ISA-H - HFL (Manifold-SCM-Tree)</i>	Controle	N/A	Conectado	46	Flowline (Umb)
28	<i>Salema Well ISA-I - HFL (Manifold-SCM-Tree)</i>	Controle	N/A	Conectado	47	Flowline (Umb)

29	Salema Well SA-E - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle e Injeção	N/A	Conectado	60	Flowline (Umb)
30	Salema Well SA-F - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle e Injeção	N/A	Conectado	44	Flowline (Umb)
31	Salema Well SA-G - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle e Injeção	N/A	Conectado	44	Flowline (Umb)
32	Salema Well SA-K - HFL (Manifold-SCM-Tree)	Controle e Injeção	N/A	Conectado	70	Flowline (Umb)

Tabela 3.3.2 – Inventário de Dutos - Salema

CÓDIGO DE CORES	
	Linhas Conectadas
	Linhas Desconectadas
	Linhas Removidas

	Código de Identificação do Tramo	Função	Produto movimentado	Situação Atual	Comp. (m)	Função da Estrutura
1	Gas Export Line - Flexible Riser	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	405	Riser
2	Gas Export Line - Flexible Riser	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	705	Riser
3	Gas Export Line - Flexible Flowline	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	900	Flowline
4	Gas Export Line - Flexible Flowline	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	900	Flowline
5	Gas Export Line - Flexible Flowline	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	930	Flowline
6	Gas Export Line - Flexible Flowline	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	16	Flowline
7	Gas Export Line - Rigid Pipe	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	21044	Flowline
8	Gas Export Line SSIV Umbilical	Controle	N/A	Conectado	1745	Flowline
9	Gas Export line - Jumper	Exportação de Gás	Gás Natural	Conectado	1063	Jumper

Tabela 3.3.3 – Inventário de Dutos – Exportação de Gás

Além dos dutos relacionados à fase de desenvolvimento atual de BJSA, existem também na área dos campos alguns dutos do legado Petrobras, referentes à fase de produção antecipada, mostrados na tabela abaixo. O descomissionamento desses dutos também será objeto do PDI Executivo do Sistema Submarino.

Dutos do Legado Petrobras		Comp. (m)
Linhas submarinas relacionadas ao legado do poço 3-RJS-437		
1	Linha Flexível 2,5" Gas Lift	1288
2	Linha Flexível 4" Produção	1368
3	Umbilical (Elétrico-hidráulico) com 9 funções + Cabo Elétrico	31
Linhas submarinas relacionadas ao legado do poço 3-RJS-438		
4	Linha Flexível 2,5" Gas Lift	1995
5	Linha Flexível 4" Produção	1060
6	Umbilical (Elétrico-hidráulico) com 9 funções + Cabo Elétrico	10
Linhas submarinas relacionadas à plataforma P13		
7	Pipeline Flexível de 8" – Óleo	3462
8	Pipeline Flexível 9,5" - Gás	1700
9	Pipeline Flexível 9,5" - Gás	939

Tabela 3.3.4 – Legado de Dutos Petrobras

A produção dos poços encontra-se encerrada, entretanto o monitoramento de sua integridade continua em operação. Em função disso, alguns HFLs (*Hydraulic Flying Leads*) e EFLs (*Electrical Flying Leads*) de equipamentos já desconectados continuam conectados e em operação.

3.4 DEMAIS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA SUBMARINO

Informações sobre os demais equipamentos do sistema submarino de BJSA são mostradas abaixo, conforme especificado na Resolução ANP 699/2017. Dados mais detalhados sobre esses equipamentos serão mostrados no PDI Executivo do Sistema Submarino.

Seguindo o mesmo racional dos dutos do item 3.3 o inventário abaixo foi mantido no PDI Executivo do FPSO para facilitar o entendimento, mas não é objeto de aprovação deste documento. Conforme descrito no PDI Conceitual Rev.2 os equipamentos abaixo serão objeto do PDI Executivo do Sistema Submarino.

	Tipo	Função	Código de Identificação	Situação atual	Georreferência SIRGAS 2000 [4674]	
					Latitude	Longitude
1	Manifold	Produção	BJ-PM1	Conectado	-22:39:42,117	-40:24:33,199
2	Manifold	Produção	BJ-PM2	Conectado	-22:39:41,671	-40:24:31,102
3	Manifold	Injeção de Água	BJ-WI	Conectado	-22:39:43,718	-40:24:31,264
4	Pipeline End Termination	Gas Lift	PLET	Conectado	-22:39:41,403	-40:24:32,389
5	Umbilical Termination Assembly	Umbilical	BJ-UTA	Conectado	-22:39:43,093	-40:24:32,119
6	ESDV Lado Fluminense	Exportação de Gás	SSIV	Conectado	-22:39:28,986	-40:26:03,933
7	ESDV Lado P15	Exportação de Gás	ESDV-12"-VE	Conectado	-22:41:03,128	-40:36:32,567
8	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-B Well	Desconectada	-22:39:42,960	-40:24:33,130
9	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-Q Well	Conectada	-22:39:42,550	-40:24:34,183
10	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-S Well	Conectada	-22:39:41,161	-40:24:30,304
11	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-T Well	Conectada	-22:39:41,660	-40:24:30,153
12	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-U Well	Desconectada	-22:39:42,041	-40:24:34,144
13	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-V Well	Desconectada	-22:39:42,324	-40:24:31,736
14	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-W Well	Desconectada	-22:39:41,775	-40:24:32,271
15	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-R Well	Conectada	-22:39:40,796	-40:24:32,031
16	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-P Well	Conectada	-22:39:42,318	-40:24:32,243
17	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-C Well	Conectada	-22:39:43,137	-40:24:32,627
18	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-D Well	Conectada	-22:39:42,541	-40:24:34,520
19	Árvore de Natal	Produção	Bijupira BJ-AC1 Well	Desconectada	-22:39:42,205	-40:24:30,271
20	Árvore de Natal	Injeção de Água	Bijupira I.BJ-AA Well	Desconectada	-22:39:43,807	-40:24:32,348
21	Árvore de Natal	Injeção de Água	Bijupira I.BJ-X Well	Conectada	-22:39:42,876	-40:24:30,860
22	Árvore de Natal	Injeção de Água	Bijupira I.BJ-Y Well	Conectada	-22:39:43,410	-40:24:30,359
23	Árvore de Natal	Injeção de Água	Bijupira I.BJ-Z Well	Conectada	-22:39:44,282	-40:24:32,090

Tabela 3.4.1 – Inventário de Equipamentos Submarinos – Bijupirá

	Tipo	Função	Código de Identificação	Situação Atual	Georreferência SIRGAS 2000 [4674]	
					Latitude	Longitude
1	Manifold	Produção	SA-PM	Conectada	-22:38:14,480	-40:26:57,627
2	Manifold	Injeção de Água	SA-WI	Conectada	-22:38:13,656	-40:26:55,636
3	<i>Umbilical Termination Assembly</i>	Umbilical	SA-UTA	Conectada	-22:38:13,211	-40:26:57,053
4	Árvore de Natal	Produção	Salema SA-E Well	Conectada	-22:38:13,641	-40:26:57,187
5	Árvore de Natal	Produção	Salema SA-F Well	Conectada	-22:38:14,143	-40:26:56,627
6	Árvore de Natal	Produção	Salema SA-G Well	Conectada	-22:38:15,063	-40:26:58,232
7	Árvore de Natal	Produção	Salema SA-K Well	Conectada	-22:38:15,738	-40:26:57,360
8	Árvore de Natal	Injeção de Água	Salema I.SA-H Well	Conectada	-22:38:12,962	-40:26:56,068
9	Árvore de Natal	Injeção de Água	Salema I.SA-I Well	Conectada	-22:38:12,958	-40:26:55,212

Tabela 3.4.2 – Inventário de Equipamentos Submarinos – Salema

CÓDIGO DE CORES	
	Equipamentos Conectados
■	Equipamentos Desconectados

Além dos equipamentos listados no quadro acima, existem também equipamentos instalados pela Petrobras nas fases de exploração e produção antecipada e que foram mantidos no local antes da transferência das operações dos campos de BJSA à SBPL, mostrados na tabela abaixo.

	Tipo	Identificação	Descrição
1	Árvore de natal	Well 1-RJS-373A	Villares GLL VIC-10
2	Árvore de natal	Well 3-RJS-437	Villares DLGL FC-48 CBC
3	Árvore de natal	Well 3-RJS-438	Villares DLGL lay away BCV FMC-47

Tabela 3.4.3 – Legado de Equipamentos Petrobras

Existem ainda alguns elementos de fundação que estão descritos nas tabelas abaixo:

	Tipo	Dimensões	Georreferência SIRGAS 2000 [4674]	
			Latitude	Longitude
1	Mudmat (HD1 flowline over gas lift flowline)	2.5m x 5m	-22:38:28,288	-40:26:42,990
2	Mudmat (HD2 flowline over gas lift flowline)	2.5m x 5m	-22:38:52,767	-40:26:14,521
3	Mudmat (HD2 pipeline over gas lift flowline)	2.5m x 5m	-22:38:53,779	-40:26:14,076
4	Mudmat (HD2 pipeline over HD1 pipeline)	2.5m x 5m	-22:38:53,585	-40:26:13,934
5	Mudmat (HD2 pipeline over HD1 pipeline)	2.5m x 5m	-22:38:27,342	-40:26:43,365
6	Mudmat (HD2 pipeline over gas lift pipeline)	2.5m x 5m	-22:38:27,600	-40:26:43,613
7	Suction Pile S1 (riser tie-back)	2.5m x 7.6m	-22:39:01,627	-40:25:58,254
8	Suction Pile S2 (riser tie-back)	3.05m x 9.15m	-22:39:02,147	-40:25:58,295
9	Suction Pile S3 (riser tie-back)	2.5m x 7.6m	-22:39:02,634	-40:25:58,335

Tabela 3.4.4 – Elementos Adicionais em Salema

	Tipo	Dimensões	Georreferência SIRGAS 2000 [4674]	
			Latitude	Longitude
1	Drag Chain – water injection line	76mm x 236m	-22:39:20,168	-40:25:13,605
2	Drag Chain - umbilical	95mm x 112m	-22:39:19,491	-40:25:16,611
3	Drag Chain – 8" production #1	76mm x 387m	-22:39:18,908	-40:25:12,646
4	Drag Chain – 8" production #1	76mm x 387m	-22:39:18,262	-40:25:12,149
5	Drag Chain – 5" gas lift	95mm x 316m	-22:39:17,616	-40:25:11,722
6	Drag Chain – 8" production #1	76mm x 367m	-22:39:16,937	-40:25:11,295
7	Drag Chain – 8" production #1	76mm x 367m	-22:39:16,257	-40:25:10,902

Tabela 3.4.5 – Elementos Adicionais em Bijupirá

	Tipo	Dimensões	Georreferência SIRGAS 2000 [4674]	
			Latitude	Longitude
1	Suction Pile S4 (gas export riser tie-back)	3.05m x 9.15m	-22:39:13,360	-40:25:55,118
2	Drag chain – SSIV umbilical	76mm x 600m	-22:39:22,264	-40:25:48,449

Table 3.4.6 – Elementos Adicionais na Linha de Exportação de Gás

3.5 REGISTROS FOTOGRÁFICOS MAPAS E DIAGRAMAS

3.5.1 Registro Fotográfico

Seguem abaixo algumas fotos ilustrativas das instalações a serem descomissionadas.

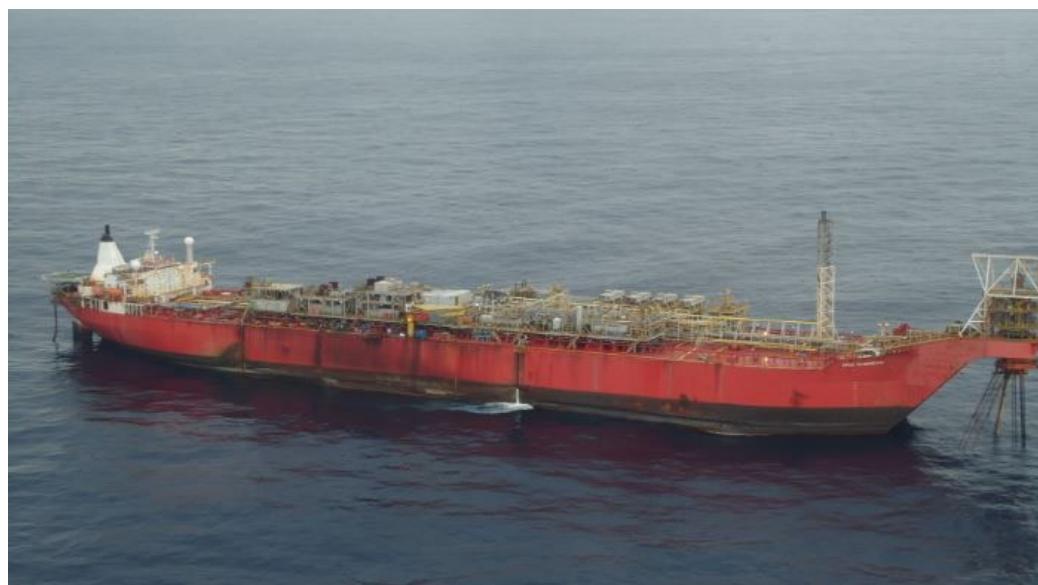


Figura 3.5.1.1 – FPSO Fluminense



Figura 3.5.1.2 – Árvore de natal do poço BJ-C à esquerda e Manifold de produção de Bijupirá à direita

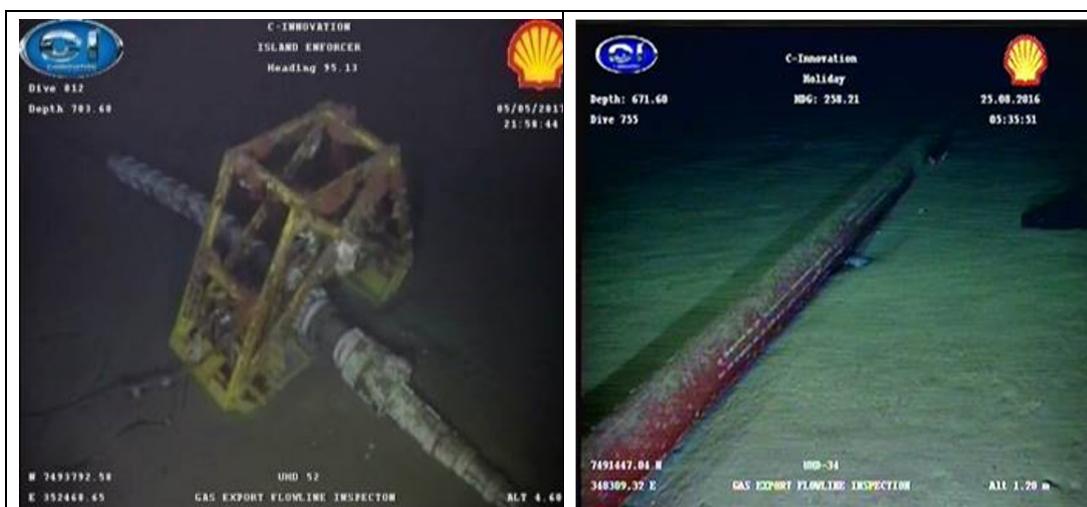


Figura 3.5.1.3 – Válvula SSIV à esquerda e linha de exportação de gás à direita

3.5.2 Localização Do Sistema De Produção

Um mapa mostrando os campos de BJSA e a localização do sistema de produção, incluindo o FPSO Fluminense, foi preparado para este PDI e é mostrado abaixo. Adicionalmente, é apresentado outro mapa com o legado de equipamentos Petrobras. Os mapas também foram inseridos no Anexo IV, para uma melhor visualização.

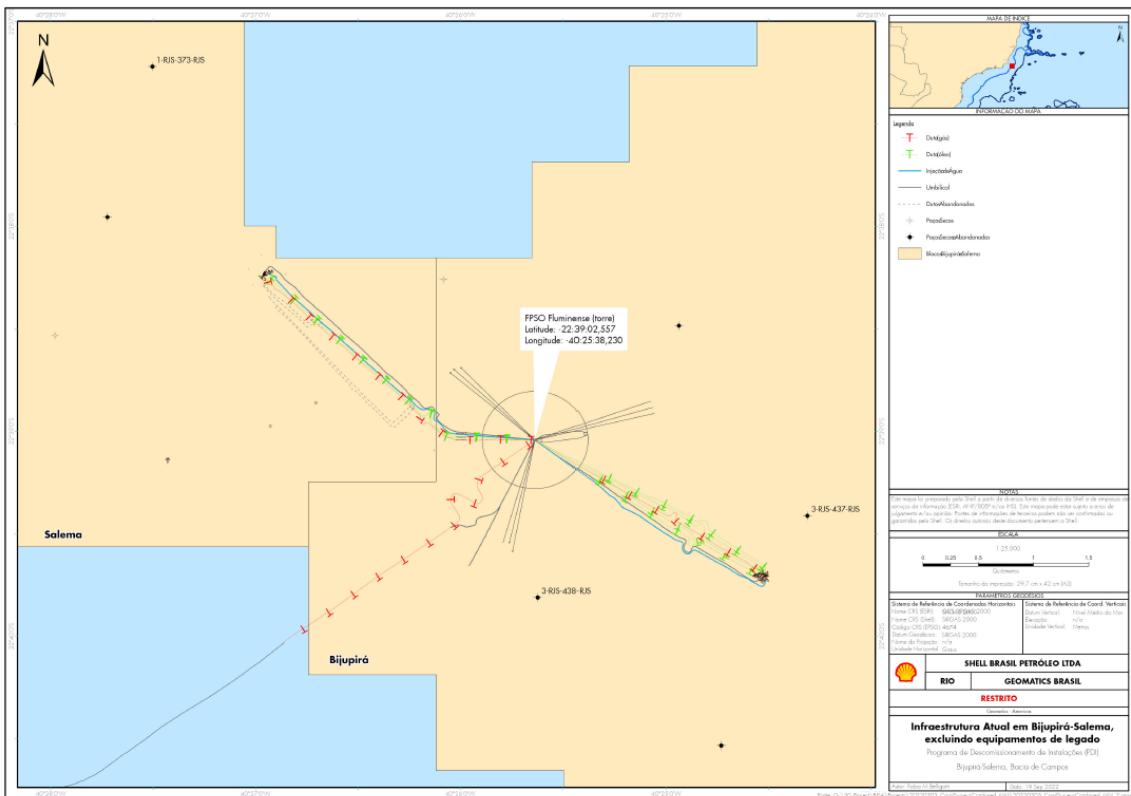


Figura 3.5.2.1 – Mapa do Sistema de Produção

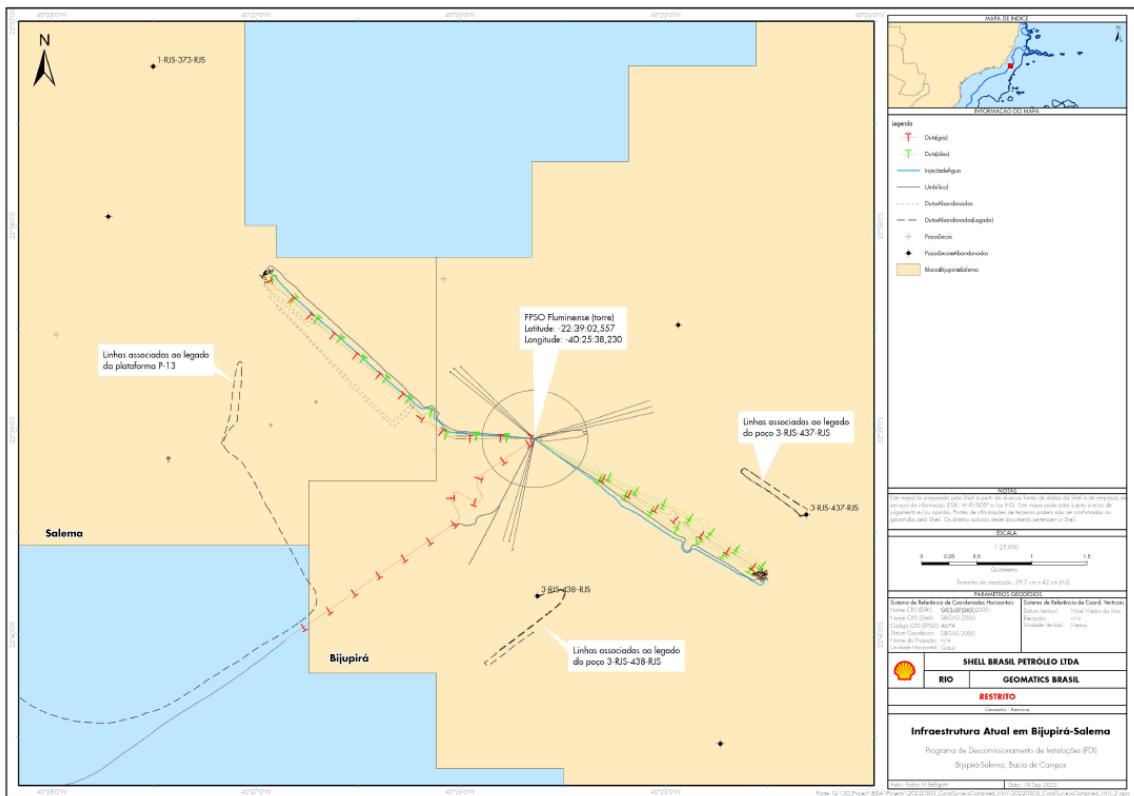


Figura 3.5.2.2 – Mapa do Sistema de Produção, incluindo o legado de equipamentos Petrobras

Observação: Será realizado um levantamento visual submarino para atualização do mapa do legado de equipamentos Petrobras, a ser apresentado no PDI Executivo do Sistema Submarino de BJSA.

3.5.3 Diagrama Unifilar De Interligação das Instalações de Produção

O Diagrama Unifilar pode ser visto abaixo e representa a condição atual do sistema com a remoção do *riser* da linha de *gas lift*. Uma melhor visualização pode ser obtida no Anexo V.

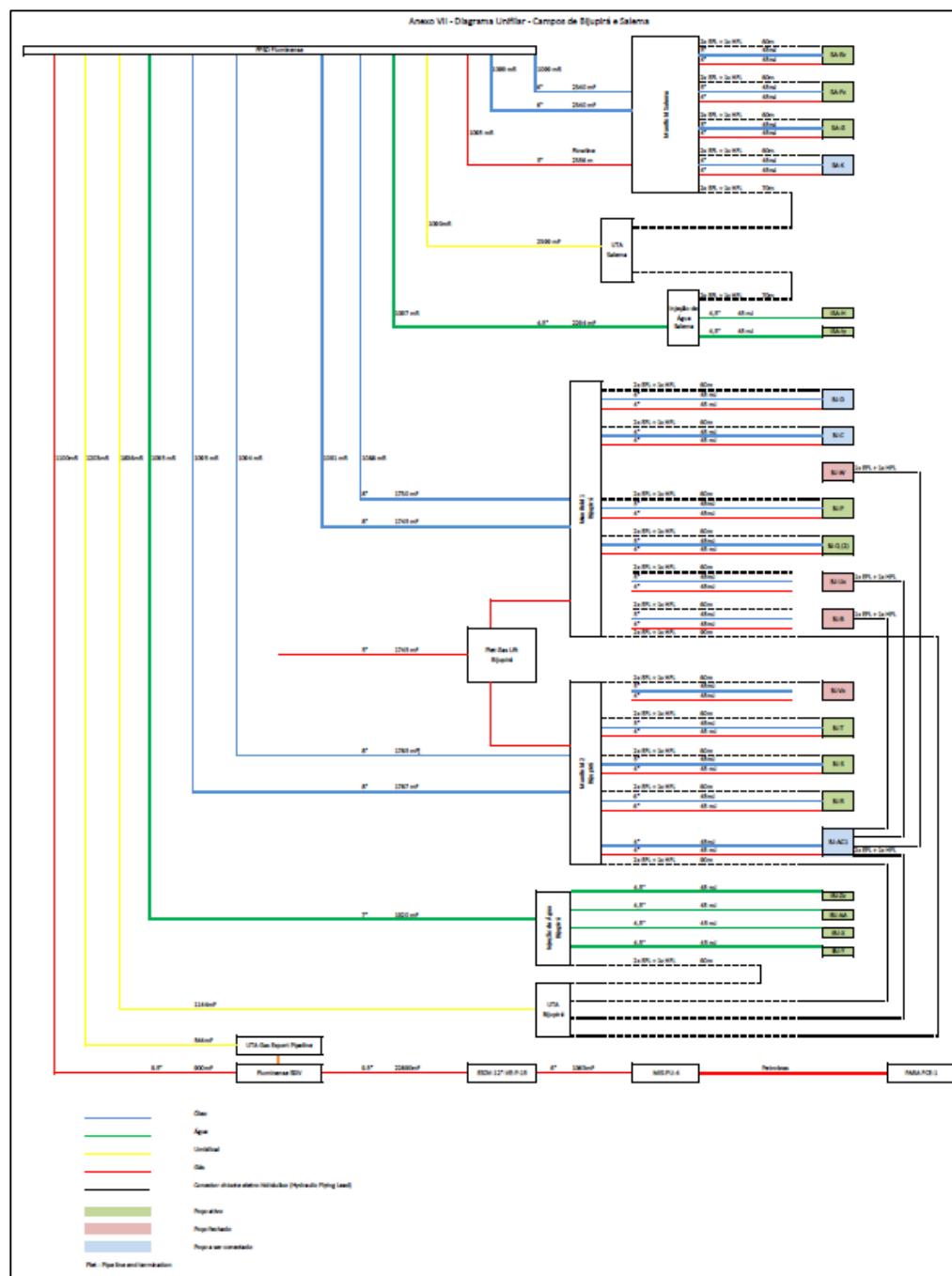


Figura 3.5.3.1 – Diagrama Unifilar

3.6 INTERVENÇÃO EM POÇOS

Os 22 poços sistema de produção dos campos de BJSA, apresentados no item 3.1.3 deste PDI, serão abandonados seguindo os procedimentos internos da SBPL e as regulamentações vigentes da ANP.

Deste total de poços, 7 passaram por intervenção prioritária para restabelecimento do conjunto solidário de barreiras em 2022, conforme descrito no item 5.1. Os demais 15 poços mantêm a integridade do conjunto solidário de barreiras e serão abandonados futuramente, respeitando-se os tempos definidos na resolução aplicável (SGIP).

3.7 MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS PRESENTES NAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

O procedimento de gerenciamento de resíduos de BJSA 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 das instalações, todo resíduo gerado deverá ser segregado e tratado da mesma forma em que é feito durante a operação normal do FPSO.

O inventário de resíduos a bordo do FPSO Fluminense é mostrado nas tabelas abaixo e reflete a situação em 1º de maio de 2022. Ressaltamos que o FPSO ainda se encontra em operação, porém sem produção.

Identificação	Unidade	Localização	Quantidade Estimada	Composição Estimada	Número de Controle
Motor	un	FPSO Fluminense	2	Metal	ER Piso 1
Talha	un	FPSO Fluminense	1	Metal	ER Piso 1
Valvula 12"	un	FPSO Fluminense	1	Metal	ER Piso 1
Carratel 20" x 40mm	un	FPSO Fluminense	1	Metal	ER Piso 1
Tripe para resgate	un	FPSO Fluminense	10	Metal	ER Piso 1
Valvula borboleta 10"	un	FPSO Fluminense	2	Metal	ER Piso 1
Valvula 8"	un	FPSO Fluminense	7	Metal	ER Piso 1
Evaporadora AC	un	FPSO Fluminense	1	Metal	ER Piso 1
Flange cego 10"	un	FPSO Fluminense	4	Metal	ER Piso 1
Eixo	un	FPSO Fluminense	3	Aco	ER Piso 1
Queimador caldeira	un	FPSO Fluminense	8	Aco	ER piso 1
Tudo cobre	un	FPSO Fluminense	15	Cobre	ER piso 2
Chapa Metallica	un	FPSO Fluminense	15	Aco	ER piso 2
Valvula 60"	un	FPSO Fluminense	3	Metal	ER Lower
Eixo propulsor	un	FPSO Fluminense	1	Aco	ER Lower
Valvula 20"	un	FPSO Fluminense	2	Metal	ER Lower

Tabela 3.7.1 – Inventário de Resíduos a Bordo

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, demulsificador, etc., são comumente comprados a granel e enviados para a plataforma, armazenados em bombonas ou pequenos tanques.

Identificação	Unidade	Localização	Total em estoque
Tanques de água doce	m³	FPSO Fluminense	280
Diesel marítimo	mT	FPSO Fluminense	1345
Óleo lubrificante de motor	mT	FPSO Fluminense	660
Sub. Corrosion EC 1592A	L	FPSO Fluminense	5460
Bio dispersante Bioc 14045A	L	FPSO Fluminense	0
Metanol Subsea EC6443A	L	FPSO Fluminense	15264
Metanol Gas Lift/Export. EC6443A	L	FPSO Fluminense	2230
Antiespumante EC9242B	L	FPSO Fluminense	2806
EMBR 18068A – demulsificante	L	FPSO Fluminense	2777
Clareador de água 02VF112	L	FPSO Fluminense	2800
BIOC-1618NR Combol (Teste de tanque de carga)	L	FPSO Fluminense	5000
Biocida THPS EC6297NR	L	FPSO Fluminense	7710
Removedor de O2 EC6064A	L	FPSO Fluminense	5240
Antiespumante de Glicol EC9029A	L	FPSO Fluminense	0
Glicol EC2487A	L	FPSO Fluminense	3000
Controlador de ph de Glicol BD05703	L	FPSO Fluminense	20
HW 525-P	L	FPSO Fluminense	2600
SFP G1 251 – H2S Scav Subsea	L	FPSO Fluminense	15730
Shell Mysella LA 40	L	FPSO Fluminense	0
Heat Transfer Oil S2	L	FPSO Fluminense	1600
Removedor de H2S . Topside BD00704	L	FPSO Fluminense	5530
Anti-corrosivo Inh. Heat Medium 500014	L	FPSO Fluminense	60
Eliminox O2 Scav to HM	L	FPSO Fluminense	75
Subsea anti-incrustante EC 6542A	L	FPSO Fluminense	2760
Nitrato de cálcio BDE 1032	L	FPSO Fluminense	7700
Desengraxante	L	FPSO Fluminense	40

Tabela 3.7.2 – Inventário de Químicos a Bordo

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.

Identificação	Unidade	Localização	Total em estoque
Barrier Smart Pack - Cinza - Comp. A	5 l	FPSO Fluminense	0
Barrier Smart Pack - Comp. B	5 l	FPSO Fluminense	57
Jotamastic Smart Pack HB - Alu - Comp A	5 l	FPSO Fluminense	4
Jotamastic Smart Pack HB - Comp B	5 l	FPSO Fluminense	0
Hardtop XP - Aluminio - Comp A	5 l	FPSO Fluminense	0
Hardtop XP - Amarelo - Comp A	5 l	FPSO Fluminense	5
Hardtop XP - Verde - Comp A	5 l	FPSO Fluminense	8
Hardtop XP - Vermelho - Comp A	5 l	FPSO Fluminense	26
Hardtop XP - Cinza - Comp A	5 l	FPSO Fluminense	283
Hardtop XP - Branco - Comp A	5 l	FPSO Fluminense	5
Hardtop XP - Comp B	5 l	FPSO Fluminense	168
Hardtop XP - Orange	5 l	FPSO Fluminense	15
Hardtop XP - Red	5 l	FPSO Fluminense	26
Jotun Thinner N°07 20L	20 l	FPSO Fluminense	9
Thinner 20L	20 l	FPSO Fluminense	0
Desengraxante Prograx 20L	20 l	FPSO Fluminense	800

Tabela 3.7.3 – Inventário de Tintas a Bordo

3.8 MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS NO LEITO MARINHO

Durante as campanhas de inspeção realizadas em BJSA até o presente momento, foram identificados resíduos no leito marinho, apresentados no PDI Conceitual Rev. 02. No caso de novos materiais serem identificados durante as futuras campanhas de desconexão e remoção dos equipamentos submarinos, os mesmos serão identificados e apresentados no Relatório de Descomissionamento das Instalações - RDI.

Assim como no caso das flowlines e equipamentos do sistema submarino listados nos capítulos anteriores, estes resíduos não são objeto deste PDI Executivo do FPSO. Serão avaliados no âmbito do PDI Executivo do Sistema Submarino. Caso novos materiais sejam identificados durante as campanhas de desconexão da plataforma e de levantamento de dados sobre os equipamentos submarinos, os mesmos serão identificados e apresentados no mesmo PDI. A remoção deste material seguirá os critérios apresentados na Regulação ANP no 817/2020, além da análise de viabilidade técnica e avaliação ambiental.

4.0 CARACTERIZAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO

Conforme tratativas com o IBAMA referentes ao PDI Conceitual de BJSA (Pareceres Técnicos COPROD/CGMAC/DILIC/IBAMA Nº 147/2021 e Nº 444/2020), será aplicada uma metodologia específica para apoiar a tomada de decisão sobre a remoção ou abandono no local dos equipamentos submarinos em BJSA. Será adotado o conceito da remoção integral de todos os equipamentos do leito marinho, devendo o abandono definitivo de equipamentos específicos ser tratado como exceção, baseada em critérios de avaliação de impacto ambiental e análise de risco operacional da remoção. A aplicação desta metodologia será apresentada no PDI Executivo do Sistema Submarino, não sendo escopo deste PDI Executivo do FPSO Fluminense.

Com respeito ao escopo da desconexão do FPSO, registra-se um ponto particularmente importante, conforme Parecer Técnico COPROD/CGMAC/DILIC/IBAMA No. 319/2022: a remoção dos risers, umbilicais e linhas de ancoragem deverá ocorrer sem deposição temporária no leito marinho.

5.0 PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES

Após o encerramento da produção dos campos de BJSA, no final de 2021, todo o sistema entrou em um período de “operação e manutenção sem produção”, onde algumas atividades são executadas para manter a integridade e a segurança do FPSO, do sistema submarino e dos poços até o início das atividades do descomissionamento.

Durante esse período, enquanto o projeto de descomissionamento aguarda a aprovação do PDI Executivo para iniciar sua execução, estão sendo realizadas atividades de manutenção preventiva e preservação dos equipamentos conforme previsto no SGSO, SGIP e SGSS, visando minimizar a exposição a riscos aos trabalhadores embarcados, às instalações e ao meio ambiente. Nos casos aplicáveis, pedidos de autorizações e anuências, no âmbito da licença de operação, são submetidos aos órgãos competentes.

Os focos principais neste período de operação e manutenção sem produção estão em evitar a formação de hidratos, mitigar os danos de corrosão na coluna de produção e minimizar a quantidade de hidrocarbonetos no sistema submarino e no FPSO, com o objetivo de colocar os riscos operacionais na condição de nível tão baixo quanto razoavelmente praticável. Para tal, assim como acontece durante as paradas programadas de manutenção ao longo da vida das instalações, sistemas e linhas são lavados e tanques de carga são limpos e inspecionados pela Sociedade Classificadora, de forma a permitir uma avaliação acurada das condições de integridade dos equipamentos. Além disso, sistemas e equipamentos não essenciais serão retirados de operação, limpos e isolados, seguindo procedimentos adequados, a fim de diminuir a carga de manutenção e exposição a risco do pessoal a bordo.

Após a aprovação deste PDI Executivo, uma série de atividades devem ocorrer antes que os risers, umbilicais e linhas de amarração possam ser desconectados para que o FPSO Fluminense seja removido da sua locação. A maioria dessas atividades está relacionada à limpeza das linhas do sistema submarino, dos equipamentos e tubulações essenciais da unidade de produção, dos tanques de carga e dos sistemas marítimos do FPSO.

A execução do projeto de descomissionamento de BJSA pode ser dividida em três fases:

Primeira Fase:

- Limpeza e isolamento do sistema submarino para minimização do inventário de hidrocarbonetos e preparação para a desconexão.
- Limpeza e inspeção dos tanques de carga, a fim de assegurar atendimento aos critérios da Classificadora (ABS) e lastreamento apropriado para desconexão e reboque do FPSO.
- Isolamento, limpeza parcial e descomissionamento dos sistemas da planta de produção e sistemas de marinha do FPSO.

- Desconexão do FPSO, incluindo a remoção de *risers*, umbilicais e linhas de amarração.
- Reboque do FPSO para estaleiro de reciclagem.

Segunda Fase:

- Limpeza final do FPSO, incluindo a remoção de *Naturally Occurring Radioactive Materials* (NORM) residual e a remoção da bioincrustação do casco.
- Desmantelamento e reciclagem do FPSO de forma responsável e sustentável.

Terceira Fase:

- Abandono permanente dos poços mantidos em abandono temporário.
- Recuperação e destinação da infraestrutura submarina remanescente no leito marinho.

Observa-se que houve um ajuste na definição das fases em relação às apresentadas no PDI Conceitual Rev. 02, referente ao reboque direto para o estaleiro de limpeza e reciclagem, conforme detalhado nos ítems deste capítulo.

Anteriormente à Primeira Fase do descomissionamento, foram realizadas atividades de intervenção em alguns poços para restituição do sistema solidário de barreiras e de preservação dos poços, o que é descrito no item 5.1 deste PDI. Essas atividades foram realizadas durante o atual período de operação e manutenção sem produção dos campos, com as devidas aprovações dos órgãos envolvidos.

Este PDI Executivo do FPSO Fluminense tem foco nas atividades das Fases 1 e 2. Das atividades listadas na Fase 3, o abandono dos poços será executado segundo as diretrizes previstas na resolução da ANP sobre o SGIP e a análise de remoção ou descomissionamento no local dos itens do sistema submarino, além da destinação do material recuperado, serão objeto do PDI Executivo do Sistema Submarino.

Adicionalmente, após a saída do FPSO da locação, será realizado o Programa Periódico de Inspeção Visual de Poços até que seja executado o abandono permanente dos mesmos, em conformidade com o SGIP.

A SBPL está fortemente comprometida com os aspectos de Saúde, Segurança e Meio Ambiente (SSMA) deste projeto de descomissionamento. Durante toda a sua execução, serão colocados em prática planos robustos para minimizar riscos para pessoas, ativos e meio ambiente. Serão realizados engajamentos com os principais *stakeholders*, estudos internos e auditorias com foco em SSMA, considerando as atividades a serem executadas e a programação do projeto.

Nos ítems a seguir, são apresentados os detalhamentos da execução das atividades referentes à primeira e à segunda fases acima mencionadas. Cabe observar que algumas atividades estão apresentadas em maior nível de detalhes em relação às demais, em função de solicitações de aprofundamento ao longo do processo de aprovação do PDI Conceitual, como é o caso da desconexão do FPSO Fluminense.

5.1 POÇOS

Como etapa preparatória ao abandono permanente dos 22 poços, a SBPL realizou avaliações de risco (Conforme Prática de Gestão N° 12 do SGIP) da condição de cada um dos poços, objetivando garantir a integridade dos mesmos até o abandono final. A partir dessa avaliação, foi analisada a necessidade de eventuais intervenções, cuja execução deveria ser realizada antes da remoção do FPSO da locação e/ou da desconexão dos risers, de forma a não existir qualquer prejuízo às operações futuras de abandono definitivo. Como resultado desta análise, do total de 22 poços dos campos de BJSA, identificou-se que 7 deles necessitavam de intervenção antes da saída do FPSO.

A SBPL protocolou em 12.7.2021 (SEI 10361179), a Carta SHELL-HSSE-9310-2021 (SEI 10364180) com a solicitação da anuência para intervenção em poços (SEI 10364184). As informações foram posteriormente complementadas e atualizadas por meio das Cartas SHELL-HSSE-9920-2021 de 9.11.2021 (SEI 11253874 e 11253877) e SHELL-HSSE-10193-2021 de 29.12.2021 (SEI 11637800). O Parecer Técnico nº 33/2022-COEXP/CGMAC/DILIC de 16.3.2022 (SEI 11921934) analisou as informações apresentadas, concluindo que eram necessários esclarecimentos e informações adicionais, apresentados pela SBPL na Carta SHELL-HSSE-10595-2022 de 24.3.2022 (SEI 12227314 e 12227315). As complementações foram analisadas no Parecer Técnico nº 83/2022-COEXP/CGMAC/DILIC de 29.4.2022 (SEI 12346798), que concluiu não haver impedimentos técnicos para o deferimento da solicitação da anuência para a realização de campanha das intervenções pretendidas via sonda West Tellus. Com base neste parecer, a anuência foi concedida por meio do Ofício N° 198/2022-COEXP/CGMAC/DILIC de 2.5.2022 (SEI 12488607).

A campanha de intervenção em poços foi realizada pela sonda West Tellus de maio a agosto de 2022, tendo concluído com sucesso o abandono e recomposição de barreiras dos 7 poços previstos, em conformidade com o preconizado pelo Regulamento Técnico do SGIP. Considerando o cronograma e disponibilidade do navio-sonda para realização das atividades, a SBPL decidiu realizar a intervenção para abandono temporário em todos os 7 poços. Foi realizada reunião com a ANP em 08/07/2022 para comunicar esta decisão e enviadas as notificações de Conjuntos Solidários de Barreira (NCSB) e de Status de Poço, conforme requisitos do SGIP, contemplando as informações das atividades de abandono temporário de poços. Em 02/08/2022, a SBPL enviou à ANP uma nova versão do Relatório de Informação do Concessionário

(RIC), por meio da carta SHELL-HSSE-11244-2022 (SEI 2378420), de forma complementar à Documentação de Segurança Operacional (DSO) enviada para a sonda West Tellus, atualizando as informações sobre a campanha de abandono dos poços e atividades de abandono temporário.

Após a conclusão da intervenção mencionada acima, nenhum dos 22 poços de BJSA necessitará de intervenção adicional até o abandono permanente, uma vez que os demais 15 poços conservam a integridade do conjunto de barreiras, conforme as exigências da Resolução ANP no 46/2016 (SGIP). Desse modo, com a conclusão dessa campanha de intervenções, a permanência do FPSO não será mais necessária. Todos os poços de BJSA serão abandonados permanentemente respeitando os prazos estabelecidos pelo SGIP.

Conforme indicado na referida resolução, em seu item 10.5.3, os poços em abandono temporário deverão preservar a integridade da cabeça do poço e prever um Programa Periódico de Inspeção Visual no entorno dos poços nessa condição. O tempo máximo para manter os poços em abandono temporário, antes do seu abandono permanente, seguirá aos prazos estabelecidos pelo SGIP.

5.2 DEMAIS INSTALAÇÕES

A execução do descomissionamento das demais instalações de BJSA, que envolve o FPSO Fluminense e o sistema submarino, deverá seguir as seguintes atividades:

- Limpeza do sistema submarino
- Isolamento dos poços do FPSO
- Limpeza e inspeção dos tanques de carga a fim de assegurar atendimento aos critérios da Classificadora (ABS) e lastreamento apropriado para desconexão e reboque do FPSO,
- Isolamento, limpeza parcial e descomissionamento dos sistemas da planta de produção e sistemas de marinha do FPSO
- Desconexão do FPSO
- Reboque do FPSO para um estaleiro de reciclagem, local ou internacional
- Limpeza final, desmantelamento e reciclagem do FPSO
- Descomissionamento do sistema submarino

Para cada uma dessas atividades, serão apresentadas a seguir as premissas e os principais detalhes referentes à sua execução.

5.2.1 Limpeza do Sistema Submarino

A) Premissa

A limpeza é necessária para remover hidrocarbonetos dos sistemas submarinos antes da desconexão das linhas e umbilicais. O objetivo é alcançar uma alta qualidade de limpeza, considerando como critério que a água a ser retornada possua TOG inferior a 15 ppm.

B) Detalhamento

As atividades de limpeza final do sistema submarino ocorrerão em sistema fechado apenas com o uso de água do mar sem aditivos químicos. Todo o efluente gerado na limpeza do sistema submarino retorna ao FPSO para tratamento adequado na planta de processo.

Deve-se reforçar aqui que todas as atividades de limpeza do sistema submarino que ocorrerem no período entre a cessação da produção e o início do próprio descomissionamento estão sujeitas ao SGSO e SGIP.

Cabe observar que será realizada uma lavagem preliminar do sistema submarino, prevista no PDI Conceitual (item B2-1 - Atividades a serem desenvolvidas no Sistema de Produção durante a etapa de operação e manutenção após o encerramento da produção) e já aprovada pelo IBAMA no escopo da anuência concedida por meio do Ofício No. 198/2022/COEXP/CGMAC/DILIC, de 02.05.2022 (SEI 12488607). Tal lavagem preliminar do sistema submarino está planejada para ocorrer ainda em 2022. O escopo de cada lavagem está descrito a seguir:

(i) Lavagem preliminar do sistema submarino:

Essa lavagem preliminar do sistema submarino, incluindo os umbilicais e mangueiras de injeção química (exceto metanol), foi aprovada conforme Ofício No. 198/2022/COEXP/CGMAC/DILIC. Visando a redução de efluentes gerados, a lavagem será executada em 3 etapas:

- **Etapa 1:** Utilização de água existente no tanque de água suja (*offspec tank*). Lavagem em alta vazão para remoção do óleo impregnado nas paredes de flexíveis e equipamentos submarinos.
- **Etapa 2:** Utilização de água limpa do mar, deslocando a água suja utilizada na etapa anterior para o tanque *offspec*.

- **Etapa 3:** Lavagem em circuito fechado passando a água por filtros onde será removido o residual de óleo.

(ii) Lavagem final do sistema submarino:

Próximo ao momento da desconexão do FPSO, será realizada a lavagem dos umbilicais e mangueiras de metanol, além de uma lavagem final com água do mar em todo o sistema submarino (mesmo processo descrito na etapa 3 da lavagem inicial), garantindo que a água contida no sistema estará limpa. Essa lavagem será documentada e a limpeza da água será registrada.

As operações de limpeza ocorrerão em sistema fechado, direcionando o efluente para os separadores do FPSO, de acordo com o alinhamento habitual, para tratamento na planta de processo. O sistema será considerado limpo quando três amostras consecutivas de água de descarga, coletadas em fluxo a cada 30 minutos, tiverem um TOG menor ou igual a 15 ppm. A medição do TOG será feita utilizando-se o método de espectrometria, cujas análises serão realizadas no laboratório do FPSO. Se houver necessidade operacional de qualquer descarte no mar, serão seguidos os mesmos procedimentos praticados atualmente pela equipe de operações no FPSO, com tratamento e enquadramento do efluente em TOG com menos de 15 ppm para descarte no mar, utilizando-se o equipamento de filtragem e amostragem em operação.

Desta forma, qualquer vazamento que eventualmente possa ocorrer durante a desconexão, será de água com TOG inferior a 15 ppm, uma vez que o sistema já estará limpo e testado. As figuras abaixo exemplificam a operação de limpeza para cada *manifold* de produção de BJSA, sem alteração no conteúdo exposto no PDI Conceitual aprovado, apenas como exemplificação de como as lavagens serão realizadas.

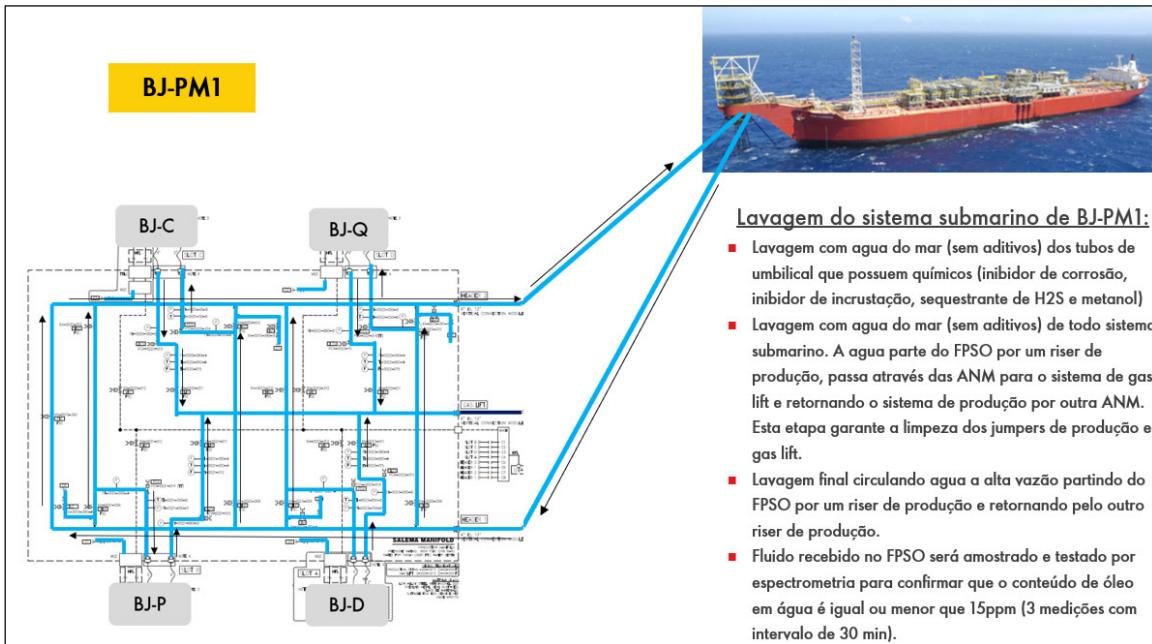


Figura 5.2.1.1 - Bijupira – Manifold de Produção 1

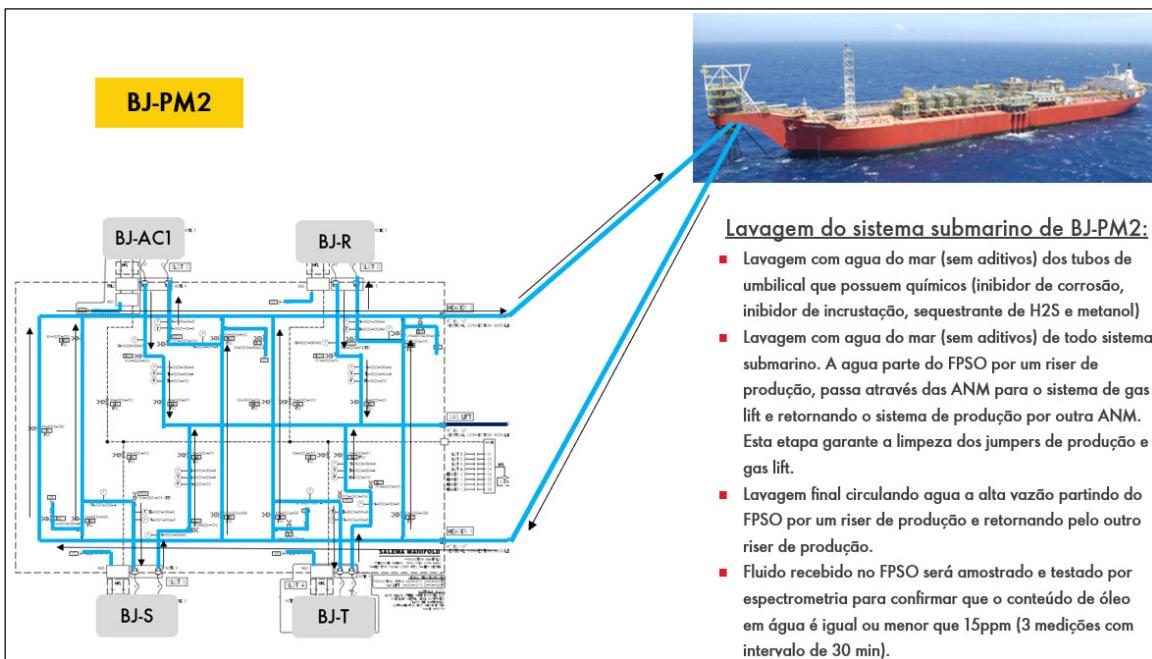


Figura 5.2.1.2 - Bijupira – Manifold de Produção 2

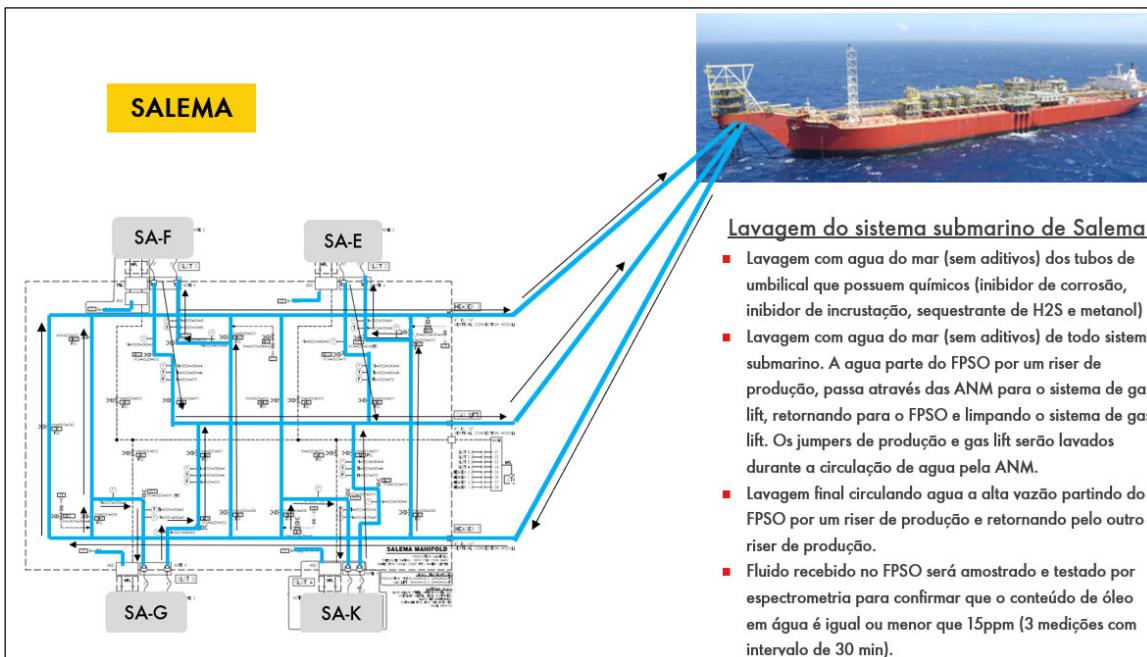


Figura 5.2.1.3 - Salema – Manifold de Produção

Nota: o plano de limpeza do sistema submarino de BJSA considera que haverá possibilidade de circulação de água a alta vazão por todos os pontos do sistema. Tendo em vista que o ativo já está em final de vida útil, é possível (não esperado) que não seja possível circular água por alguma fração do sistema (ex.: algum *jumper*). Neste caso, um plano mitigatório será executado (por exemplo, lavagem do *jumper* com metanol) e devidamente reportado no Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI).

C) Detalhamento – Sistema de Injeção de Água

O sistema de injeção de água é considerado limpo, pois não estava contaminado por hidrocarbonetos e era continuamente lavado com água do mar filtrada. Não é necessária ação após a execução do tratamento dos poços injetores, pois as linhas estarão preenchidas com água do mar.

D) Detalhamento – Sistema de Exportação de Gás

A Figura 5.2.1.4 apresenta um esquema da rede de exportação de gás da Bacia de Campos, onde pode-se observar o FPSO Fluminense (FPSO FLU) à direita e o *manifold* de conexão MIS-PU-4 no centro. O sistema de exportação de gás da BJSA conecta o FPSO Fluminense ao sistema de exportação de gás. Como parte do sistema BJSA, há um trecho dinâmico (*riser*) flexível (9,5" e estático (fluxograma) conectado a uma linha rígida de 21 km (ND") e uma linha flexível de 1 km (6" ID), conectando o sistema BJSA ao mis-PU-4 *manifold* pertencente a Trident Energy.

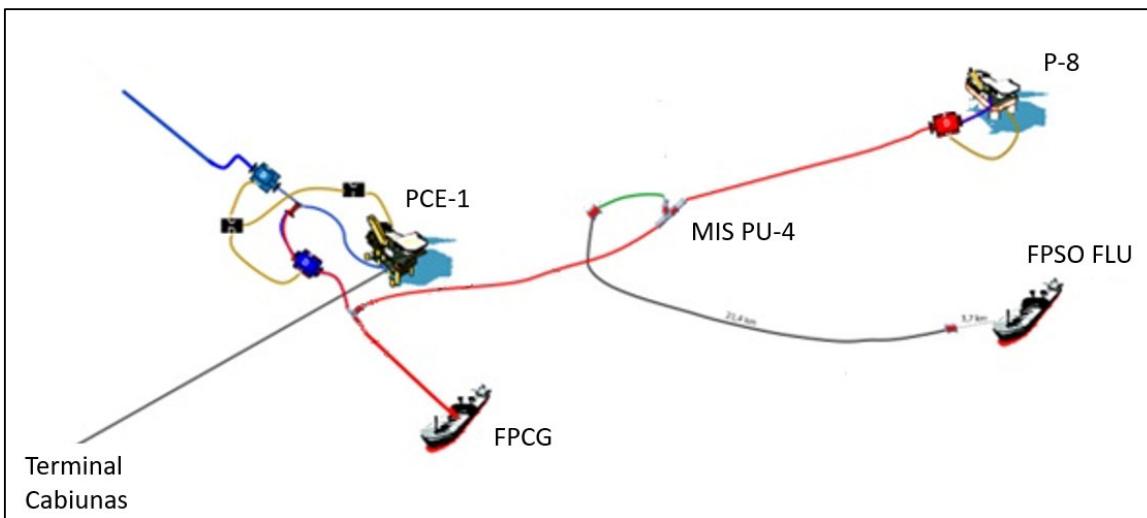


Figura 5.2.1.4 - Rede de exportação de gás na Bacia de Campos

1- Atividades desenvolvidas no sistema de exportação de gás após o encerramento da produção:

As seguintes atividades estão sendo realizadas durante a atual fase de operação sem produção de BJSA, visando garantir a segurança e integridade da linha de exportação de gás, enquanto se aguarda aprovação para início do descomissionamento:

- Fechamento de válvula submarina manual situada no manifold MIS-PU-4 (já realizado);
- Despressurização do inventário de gás para o FPSO (já realizada);
- Remoção dos hidrocarbonetos gasosos, a ser realizada com pressurização da linha com nitrogênio (partindo do FPSO), e posterior despressurização (para o FPSO). Este processo poderá ser repetido diversas vezes até que não sejam mais medidos hidrocarbonetos gasosos no retorno ao FPSO (planejado para dezembro de 2022).

2- Atividades a serem desenvolvidas no sistema de exportação de gás durante o descomissionamento:

- Alagamento da linha de gás, utilizando água do mar (não tratada) partindo do manifold MIS-PU-4 e alagando toda a linha até o FPSO;
- Desconexão do jumper flexível de 6" que conecta com o MIS-PU-4. Instalação de flange cego no manifold para completo isolamento do sistema de evacuação de gás.

A figura abaixo ilustra a operação de limpeza da linha de exportação de gás, devendo ser ressaltado que não há nenhuma alteração do plano apresentado no PDI Conceitual aprovado.

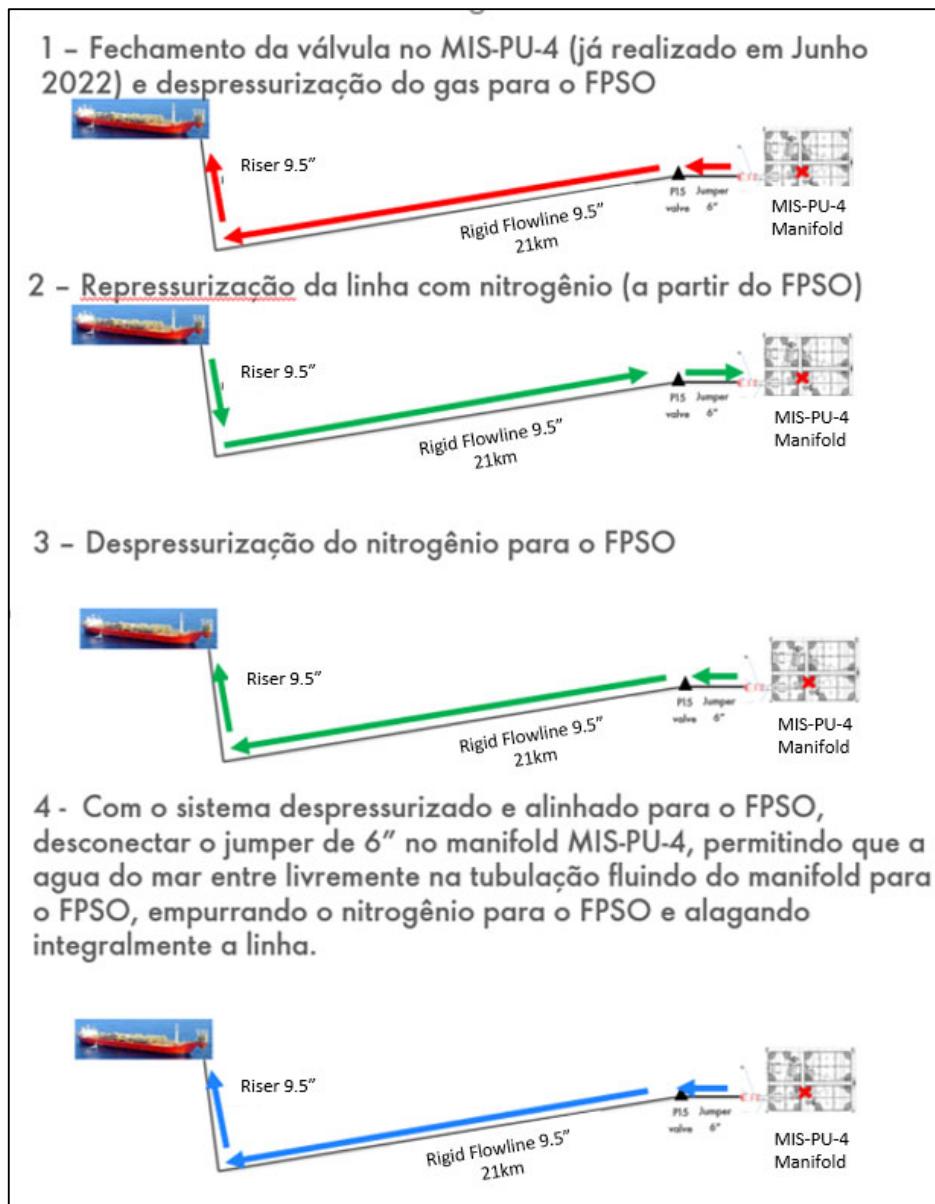


Figura 5.2.1.5 - Sequência de limpeza da linha de exportação de gás

Após esse alagamento, a linha de exportação de gás permanecerá aberta para o mar, até a definição final de sua destinação final, cuja proposta será submetida no PDI Executivo do Sistema Submarino.

E) Detalhamento – Limpeza de Umbilicais e *Hydraulic Flying Leads*

Para os umbilicais e os *hydraulic flying leads* serão realizados seguintes passos:

Existem três (3) linhas de umbilicais conectando o FPSO à infraestrutura submarina. Dois umbilicais para energia, sinal, pressão hidráulica de alta e baixa, e injeção química para os sistemas de produção de Bijupira e Salema. Os produtos que estão sendo injetados incluem inibidor de corrosão, sequestrante de H₂S, inibidor de incrustação e metanol. Um terceiro umbilical carrega pressão hidráulica para o gasoduto de exportação de gás SSIV (*Subsea Isolation Valve*).

As árvores de natal molhadas (ANM) e os *manifolds* são controlados por Módulos de Controle Submarino (SCMs) em cada centro de perfuração, alimentados pelos umbilicais eletro-hidráulicos. O metanol e a injeção química também são fornecidos através dos umbilicais de controle. Os módulos de controle submarino estão localizados nos *manifolds*, com cada módulo controlando duas árvores submarinas e suas respectivas válvulas no *manifold*.

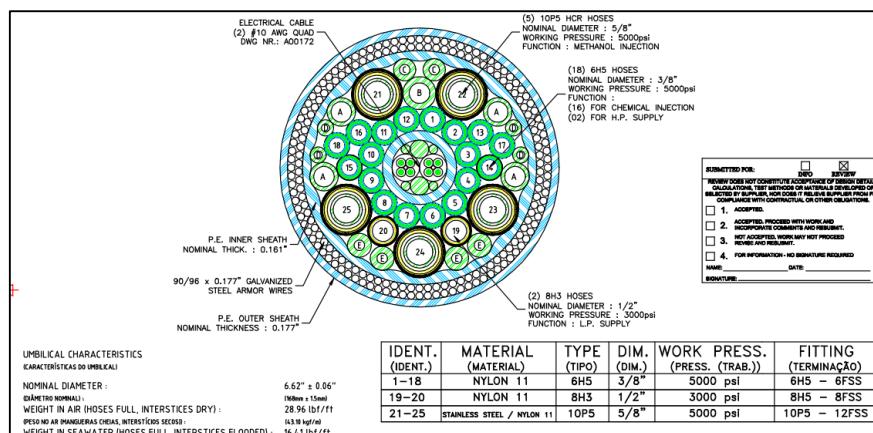


Figura 5.2.1.6 – Exemplo de uma seção transversal umbilical

A estratégia para a lavagem dos umbilicais é descrita abaixo:

- As linhas de inibidor de corrosão e incrustação serão lavadas, possivelmente ainda em 2022, conforme anuência já concedida por meio do Ofício No. 198/2022/COEXP/CGMAC/DILIC. As linhas umbilicais serão lavadas fluindo água pelos umbilicais partindo do FPSO em direção aos *jumpers* e depois lavadas com água para o FPSO, durante as etapas de lavagem do sistema submarino. A descrição detalhada desta atividade foi submetida ao IBAMA nas respostas aos Pareceres Técnicos nº 33/2022/COEXP/CGMAC/DILIC de 16 de março de 2022 e nº 83/2022/COEXP/CGMAC/DILIC de 29 de abril de 2022.

- As linhas de metanol serão limpas próximo ao momento da desconexão dos dutos do FPSO, pois é necessário se manter a capacidade de injetar metanol pelo maior tempo possível, uma vez que metanol é usado primariamente para a prevenção de hidratos. As Linhas de metanol serão lavadas fluindo água para os jumpers de produção e depois lavadas com água para o FPSO.
- A estratégia básica para limpeza das linhas de metanol será limpeza com injeção de 5 volumes, onde primeiro volume consiste de água doce e os volumes 2º a 5º consistem de água do mar.
- As mangueiras que carregam fluido de controle hidráulico (HW525) serão desconectadas e este fluido poderá vazrar ao mar. O volume total deste fluido contido nas linhas (em todos os umbilicais e mangueiras) é de 3m³. Este fluido é base água, considerado não perigoso para o meio ambiente (conforme FISPQ apresentada no Anexo E do Estudo de Análise de Riscos Ambientais – AGRA aprovado no PDI Conceitual da atividade). Conforme indicado em sua FISPQ, o produto possui em sua composição química 20 - 30% de Etileno Glicol e 4 – 6% de 2-butoxietanol, diluídos em água (76 – 64%), sendo um eventual volume vazado composto na ordem de 76 a 64% de água. .

5.2.2 Isolamento dos Poços do FPSO

A) Premissas

- Com o encerramento da produção, foram realizadas as intervenções necessárias para garantir a preservação da condição de acesso dos poços até o momento do abandono permanente, de acordo com a regulamentação de SGIP.
- Ressalta-se que a remoção do FPSO não impedirá o cumprimento dos requisitos de inspeções visuais em torno de poços de acordo com a SGIP (e mencionada no item 5.1) e o abandono permanente dos poços será feito de acordo com a exigência do SGIP, conforme apresentado no cronograma do PDI apresentado no item 5.4.
- Os poços serão isolados para garantir uma barreira física adicional, possibilitando a remoção dos risers durante a desconexão do FPSO.
- Será implantado um Programa de Inspeção Visual Periódica em torno dos poços de BJSA, que está detalhado no item B abaixo.

B) Detalhamento

Após a conclusão bem-sucedida da limpeza do sistema submarino, e demonstrando que os fluidos circulados no ciclo de produção e recebidos de volta no FPSO estão limpos conforme critérios regulatórios (TOG igual ou inferior a 15 ppm), o próximo passo será isolar fisicamente a fonte de hidrocarbonetos (poços) dos *risers*, que serão posteriormente desconectados do FPSO.

De forma a garantir uma barreira física entre os poços e o mar, os *jumpers* de produção e de injeção de gás serão desconectados das árvores de natal molhadas e flanges cegos serão instalados na saída dos conectores.

Durante a desconexão dos *jumpers*, supõe-se que haverá perda de volume para o mar (entre a árvore de natal molhada e os *manifolds*), porém, o sistema estará lavado com água do mar sem aditivos e estará preenchido com água de TOG igual ou inferior a 15 ppm.

Todas essas operações ocorrerão antes da desconexão do FPSO, deixando cada poço totalmente isolado dos sistemas de produção.

A figura abaixo ilustra como ficará o sistema submarino após a instalação de barreiras físicas nos conectores da ANM:

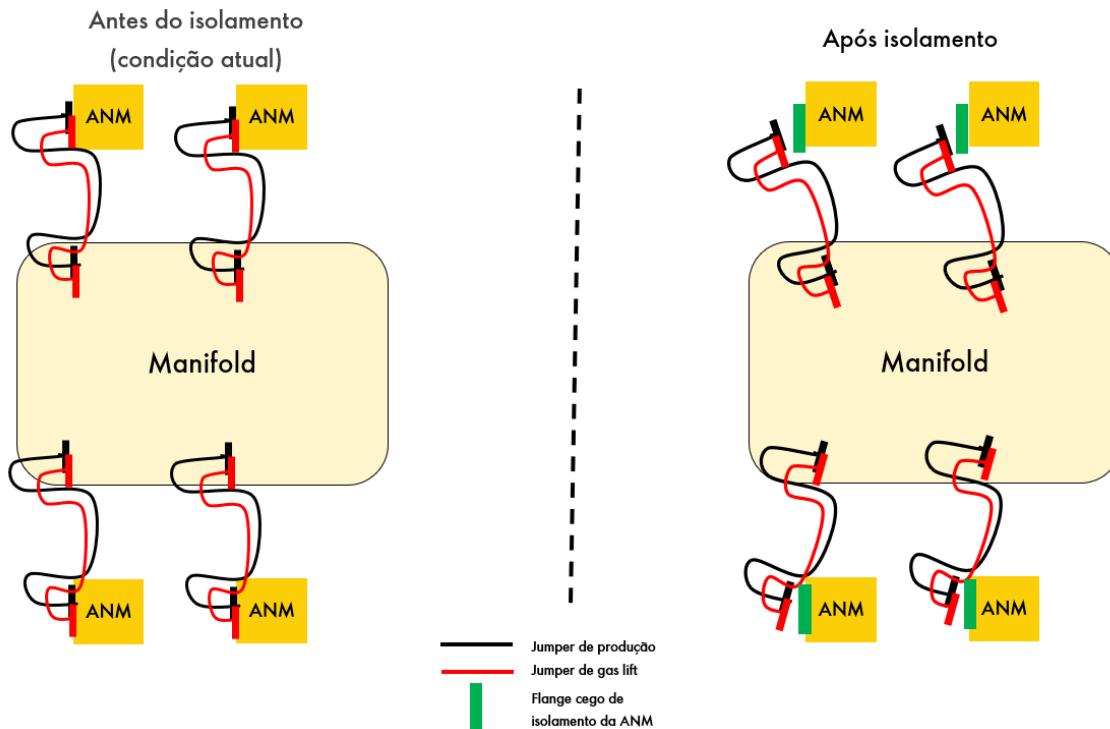


Figura 5.2.2.1 – Exemplo de isolamento dos poços de BJSA

Conforme informado no PDI Conceitual Rev.2, será estabelecido um **Programa Periódico de Inspeção Visual** no entorno dos poços em condição de abandono temporário não monitorado, em atendimento ao SGIP (Resolução ANP nº 46, de 1º de outubro de 2016, item 10.5.3.2).

As inspeções visuais serão feitas por *Remotely Operated Vehicles* (ROVs) instalados em barcos a serem contratados pela SBPL, e, portanto, de forma independente da presença do FPSO na locação. A saída do FPSO não acarretará prejuízo para a implantação e execução do Programa Periódico de Inspeção Visual.

O objetivo do Programa Periódico de Inspeção Visual será inspecionar visualmente os poços que serão abandonados temporariamente até seu abandono definitivo, seguindo o planejamento atual de inspeções de integridade. As inspeções atenderão aos requisitos do SGIP, havendo possibilidade de inspeções com periodicidade inferior a 36 meses para poços desconectados.

Os dados obtidos através do monitoramento visual serão:

- A condição física da estrutura;
- A posição das válvulas;
- A posição dos *Flying Leads* (*jumpers hidráulicos e elétricos*);
- A medição da proteção catódica.

5.2.3 Limpeza do FPSO

Neste item são mostrados os detalhes da limpeza da planta de produção do FPSO, tanques de carga e sistemas marítimos, incluindo remoção parcial de NORM, conforme licenças operacionais.

A) Premissas

- Os tanques de carga FPSO serão lavados, purgados com gás inerte e, em seguida, ventilados para serem colocados em condições livres de hidrocarbonetos para permitir a entrada de pessoas para a remoção da lama e os sólidos acumulados no fundo e das estruturas. Se a presença de NORM for detectada na lama e/ou nos sólidos, ela será tratada de acordo com os planos aprovados pela CNEN já em vigor para o período de produção. Esse trabalho nos tanques de carga visa assegurar inspeção e atendimento aos critérios da Classificadora (ABS) e lastreamento apropriado para desconexão e reboque do FPSO,

- Todo o efluente gerado pela limpeza dos tanques será tratado adequadamente para que seja enquadrado em TOG de até 15 ppm antes do descarte, conforme os procedimentos e aprovações para utilização do equipamento de filtragem e amostragem a bordo.
- Esta atividade de limpeza e trabalho de tanques já é realizada offshore como rotina durante a fase de operação do ativo, e será intensificada durante os preparativos para a desconexão e reboque do FPSO, devendo, porém, ser finalizada no estaleiro de reciclagem.

B) Detalhamento

Após o encerramento da produção, o plano de operação e manutenção sem produção foi colocado em prática e o volume de óleo no FPSO será minimizado, esvaziando os tanques de carga e equipamentos da planta de processo, e transferindo via operação de descarga para um navio de aliviador, antes da desconexão da FPSO.

O sistema *Crude Oil Washing* (COW) existente será utilizado para a limpeza dos tanques, fazendo a circulação de água produzida para lavagem automatizada (em circuito fechado, minimizando os resíduos gerados) como parte da preparação para entrada e inspeção exigidas pela Entidade de Classe.

Estima-se que um volume de efluentes de cerca de 10.000 m³ seja gerado na lavagem dos tanques, enfatizando que o sistema opera em circuito fechado, limitando, por sua vez, o volume de efluentes gerados.

O tratamento de efluentes provenientes da lavagem de tanques e equipamentos da planta de produção será feito utilizando-se um equipamento externo, já em operação, que faz uso de um equipamento de filtragem e amostragem para garantir o limite de especificação de 15 ppm antes do descarte ao mar. Este equipamento tem uma taxa de fluxo base de 2.000 m³/dia (classificação máxima) e já possui todas as aprovações e licenças necessárias para funcionamento desde a fase de operação com produção do ativo.

Após a drenagem da água proveniente da limpeza automatizadas, os tanques serão purgados para o *flare* usando o sistema de inertização, e ventilados para permitir a entrada de pessoal. A primeira entrada dos tanques após a cessação da produção permitirá a coleta das demais amostras de lodo oleoso, para envio à análise radioativa e avaliação laboratorial.

A gestão da disposição do NORM durante o descomissionamento da Fase 1 (antes da saída do FPSO Fluminense de sua locação) será executada de acordo com os planos já aprovados pela CNEN e em vigor para o período de operação dos campos.

Hoje há uma fonte selada radioativa de ^{133}Ba no sistema submarino, localizada em um medidor multifásico instalado na árvore de natal molhada do poço AC-1. A fonte possui autorização de operação emitida pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) por meio do Ofício 7141/2020 - CGMI/CNEN de 09.12.20. A fonte será destinada em atendimento às exigências legais, com a solicitação das autorizações cabíveis e de acordo com os planos aprovados pelo órgão regulador.

O sistema lastro do navio considera algumas opções a serem aprovadas pela Entidade de Classe, tais como: instalação de anodos de sacrifício, monitoramento de corrosão e uso de água tratada do mar em tanques específicos para satisfazer os esforços, cargas estáticas e dinâmicas, de modo a assegurar a integridade do casco e estrutura do FPSO.

Os tanques de carga já limpos poderão ser utilizados como lastro, tratado com produtos químicos já em uso para as atividades em BJSA: biocida, sequestrante de oxigênio e modificador de pH, todos com respectivas aprovações para uso.

Como já mencionado acima, o tratamento de efluentes provenientes da lavagem dos equipamentos da planta de produção receberá o mesmo tratamento que os da lavagem dos tanques. Ressalta-se que qualquer descarte no mar seguirá o mesmo procedimento utilizado atualmente pela equipe de operações, primeiro enviando o efluente para o tanque de *slop* para circulação, filtragem e descarte, atendendo à exigência de TOG inferior a 15 ppm.

No que diz respeito à limpeza dos equipamentos da planta de produção, a maioria dos hidrocarbonetos das linhas, vasos e equipamentos também será drenada e direcionada aos tanques de carga, a fim de maximizar o volume de transferência de óleo e esvaziamento dos tanques de carga (operação de descarga). Dessa forma, os outros resíduos a serem gerados após o descarregamento serão direcionados ao sistema de tratamento de água (tanque de *slop*), para garantir as especificações necessárias antes de qualquer descarte no mar. A borra oleosa coletada manualmente após a abertura do sistema (e confirmada não radioativa) será transportada e destinada para descarte adequado em terra.

Após a campanha de limpeza offshore (e antes da desconexão do FPSO), será realizada uma avaliação completa para identificar e confirmar o estado de limpeza de cada tanque e equipamentos dos sistemas de produção. Se alguma atividade de limpeza não estiver completa nesta fase, ela poderá ser realizada em estaleiro e será identificada dentro dos documentos de *handover* ou transferência e recebimento.

Antes da desconexão, o FPSO será lastreado para o reboque e a mangueira de transferência (*offloading*) será removida. O procedimento de limpeza será o mesmo usado nas operações atuais para recertificação da mangueira. A mangueira será devolvida à base logística para reaproveitamento, reciclagem ou venda.

Após a despressurização, a drenagem, a limpeza e a inertização (se necessária) da planta de processo, os seguintes sistemas permanecerão em operação, visando garantir a manutenção da habitabilidade e garantir a segurança da plataforma:

- Sistemas necessários para habitabilidade: água potável, refrigeração, tratamento de efluentes sanitários, etc.
- Sistemas de instalação: ar comprimido, movimentação de carga, óleo diesel, automação industrial, etc.;
- Sistema de drenagem aberta;
- Sistema de geração e distribuição de energia;
- Sistema de iluminação;
- Equipamento de salva de vidas;
- Telecomunicações;
- Laboratório;
- Sistemas marítimos;
- Suporte de vida e equipamentos de detecção e combate a incêndios.

5.2.4 Desconexão do FPSO

A) Premissas

- As linhas submarinas (*risers* e *umbilicais*), após serem limpas, serão desconectadas e recuperadas pelo método de instalação reversa, sem deposição temporária no fundo do mar. O mesmo procedimento será adotado para as linhas de amarração.
- As operações de desconexão e remoção de risers de produção nos campos da BJSA seguem uma metodologia básica onde os *risers* serão separados dos *flowlines* e removidos. A desconexão dos trechos *risers* será feita na Conexão *Riser-Flowline* (CRF), mas, em função de necessidades operacionais, poderá ser feita via corte no *riser* antes da CRF, conforme indicado na Figura abaixo. Em ambos os casos (corte no *riser* ou separação na CRF), os volumes e conteúdo vazado serão os mesmos, pois, as linhas estarão preenchidas com água do mar sem aditivos e TOG inferior a 15 ppm. A nova possibilidade de cortar no *riser* não traz tipologias diferentes de riscos ou impactos, além dos já identificados na AIA e AGRA aprovadas para a atividade no PDI Conceitual.

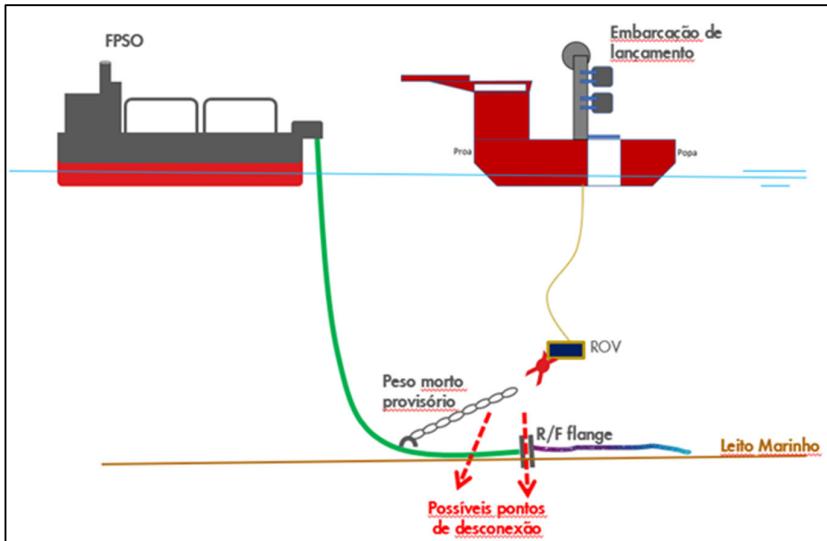


Figura 5.2.4.1 – Possíveis pontos de desconexão dos risers

- Com a relação do riser da linha de exportação de gás de BJSA, é proposta a desconexão imediatamente antes da válvula SSIV conforme mostrado na figura 5.2.4.2.



Figura 5.2.4.2 – Ponto de desconexão da linha de exportação de gás de BJSA

Observação: Durante os anos de produção, o sistema de exportação de gás de BJSA esteve conectado a diversas unidades de outras operadoras. Hoje está conectado, através de uma válvula Y, na plataforma P-8, pertencente a *Trident Energy*.

- As operações de desconexão e remoção de umbilicais nos campos da BJSA segue uma metodologia básica onde os umbilicais serão removidos integralmente, pelo fato de terem sido fabricados como uma peça única, sem divisões ou conexões ao longo de seu comprimento.

- As Figuras 5.2.4.3 e 5.2.4.4 apresentam os layouts dos umbilicais, indicando os pontos de desconexão (entre UTA e *flying leads*) e as diferenças entre as características dos dois umbilicais de produção e o umbilical da linha de exportação de gás.

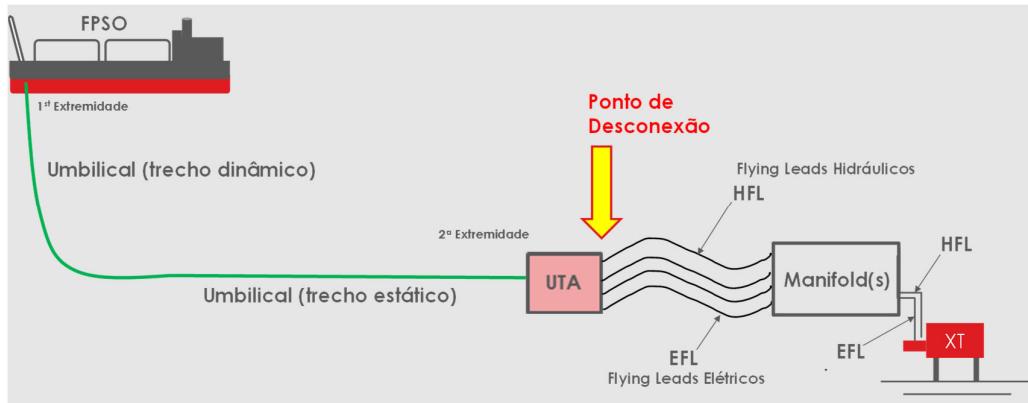


Figura 5.2.4.3 - Ponto de desconexão dos umbilicais de produção de BJSA

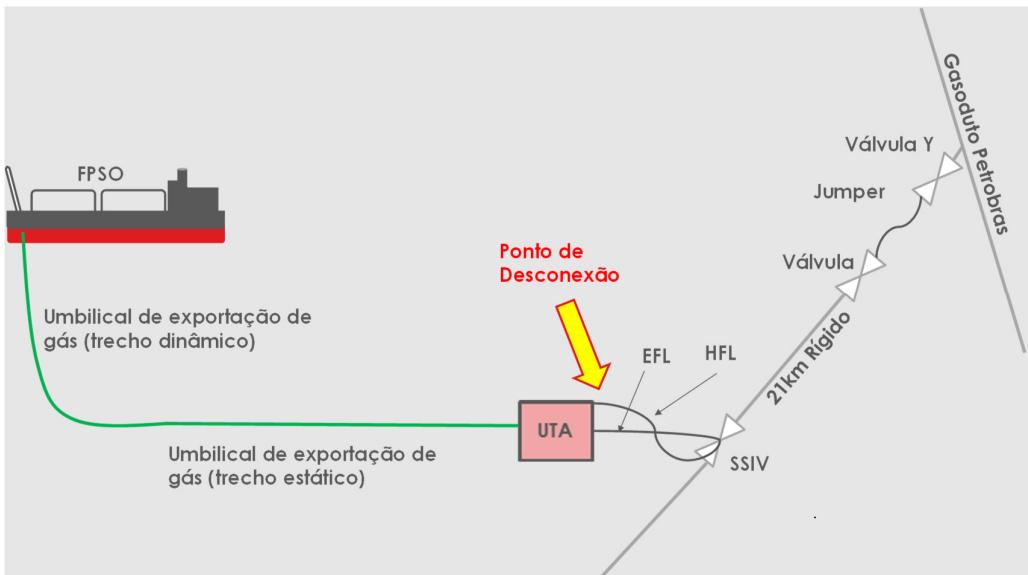


Figura 5.2.4.4 - Ponto de desconexão da linha de exportação de gás BJSA

- A remoção da bioincrustação associada às linhas recolhidas (*risers* e *umbilicais*) será realizada conforme descrito no item E.
- Caso haja necessidade de intervenção em algum equipamento do sistema submarino, já limpo, após a remoção do FPSO, este trabalho será realizado por um barco de serviço equipado com ROV.

- Após a desconexão e remoção dos *risers*, os segmentos de *flowline* e a linha de exportação de gás serão mantidos no fundo do mar, para análise das opções de descomissionamento que será apresentada no PDI Executivo do Sistema Submarino.
- Após a remoção dos umbilicais e UTAs, os *flying leads* também serão mantidos no fundo do mar, para análise das opções de descomissionamento a ser apresentada no PDI Executivo do Sistema Submarino.
- O detalhamento das sequências operacionais básicas da desconexão e remoção dessas linhas são mostrados nos itens a seguir.

B) Detalhamento - Características das Linhas a Serem Removidas

O campo da BJSA possui 6 linhas de produção, 2 linhas de injeção de água, 2 linhas de elevação a gás, 2 umbilicais de produção e 1 umbilical de exportação de gás. Devido a problemas técnicos, a linha de elevação do gás Bijupira foi desconectada e seu *riser* já foi recuperado com a devida anuência do IBAMA, dada no Ofício nº 82/2022/COPROD/CGMAC/DILIC, conforme requisitos do Parecer Técnico nº 71/2022 – COPROD/CGMAC/DILIC, de 17 de fevereiro de 2022. As tabelas 5.2.4.1 até 5.2.4.6 mostram as dimensões das linhas mencionadas.

A tabela 5.2.4.7 mostra as dimensões dos conjuntos de terminação umbilical (UTAs) e suas bases (*mudmats*), que serão removidos juntamente com os umbilicais, conforme apresentado neste documento. Fotos de UTA são mostradas nas Figuras 5.2.4.5 até 5.2.4.7.

BIJUPIRÁ	Linhas de Produção								Linha de injeção de água		Linha de injeção de gás	
	M1 H1		M1 H2		M2 H1		M2 H2					
	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow
Comp. (m)	1094	1730	1091	1745	1088	1785	1095	1787	1095	1920	1095	1745
Diâmetro (in)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	7,0	7,0	5,0	5,0

Tabela 5.2.4.1 –Características das linhas de produção, injeção de água e injeção de gás - Bijupirá

SALEMA	Linhos de Produção				Linha de injeção de água		Linha de injeção de gás	
	H1		H2		Trecho Riser	Trecho Flow	Trecho Riser	Trecho Flow
	Trecho Riser	Trecho Flow	Trecho Riser	Trecho Flow	Trecho Riser	Trecho Flow	Trecho Riser	Trecho Flow
Comp. (m)	1100	2340	1100	2340	1097	2294	1095	2356
Diâmetro (in)	6,0	6,0	6,0	6,0	4,5	4,5	5,0	5,0

Tabela 5.2.4.2 - Características das linhas de produção, injeção de água e injeção de gás – Salema

Umbilicais	Umbilical Bijupirá		Umbilical Salema	
	Trecho Riser	Trecho Flow	Trecho Riser	Trecho Flow
Comp. (m)	1836	1144	1100	2340
Diâmetro (in)	6,61	6,61	5,59	5,59

Tabela 5.2.4.3 - Características dos umbilicals - Bijupirá e Salema

Umbilical - Linha de exportação de gás	Umbilical	
	Trecho Riser	Trecho Flow
Comp. (m)	1203	544
Diâmetro (in)	3,53	3,53

Tabela 5.2.4.4 - Características de umbilicals - Linha de exportação de gás

Linha de Exportação de Gás	Trecho Riser	Trecho Flowline	Trecho Flowline (rigido)	Trecho Jumper
Comp. (m)	1110	2746	21044	1063
Diâmetro (in)	9,50	9,50	10,00	6,00

Tabela 5.2.4.5 - Características da linha de exportação de gás

Características das UTAs (Umbilical Terminations Assembly)	UTA Bijupirá	UTA Salema	UTA Linhas de Exportação de Gás
UTA (Dimensões do Equipamento)			
Comprimento (m)	2,52	2,52	1,82
Largura (m)	1,14	1,14	1,82
Altura (m)	0,98	0,98	0,79
Base Estrutural (Mudmat) - Incluindo as dimensões da UTA			
Comprimento (m)	3,52	3,52	-
Largura (m)	3,52	3,52	-
Altura (m)	2,69	2,69	-
Peso			
Peso (Ton)	8,0	8,0	2,0

Tabela 5.2.4.6 - Dimensões das UTAs dos Campos de Bijupirá e Salema



Figura 5.2.4.5 - Foto da UTA de Bijupirá, proposta para ser retirada com respectivo umbilical

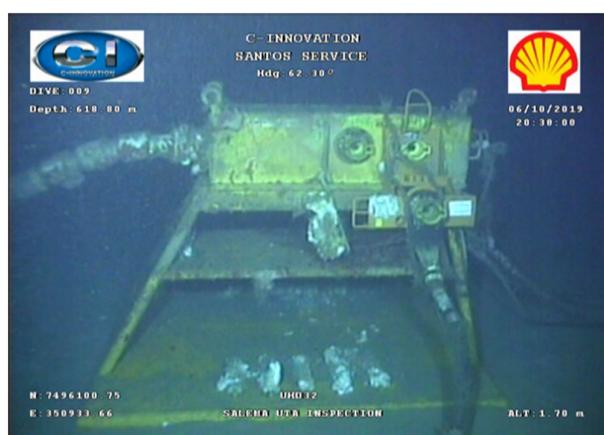


Figura 5.2.4.6 - Foto da UTA de Salema, proposta para ser removida com respectivo umbilical



Figura 5.2.4.7 - Foto da UTA da linha de exportação de gás, proposta para ser removida com o umbilical

C) Detalhamento – Sequência Operacional Básica da Desconexão e Remoção de Risers

A seguir, é descrita a sequência operacional básica de desconexão e remoção de risers.

Para essas operações, o plano indica a necessidade de uma embarcação de instalação e uma ou mais embarcações para manter a posição do FPSO. O guincho de *pull-out* do FPSO realizará a manobra de desconexão das linhas para sua remoção do *turret*, que transferirá para o guincho da embarcação de instalação, que recuperará as linhas conforme descrito abaixo e representado nas Figuras 5.2.4.8-a até 5.2.4.8-j.

Alternativamente, o projeto poderá decidir pelo corte do duto o mais próximo possível do *turret* do FPSO, seja abaixo d'água (com auxílio de ROV) ou acima, ao invés de sua remoção via transferência por guinchos. Essa alternativa pode ser exercida como forma de contornar quaisquer riscos de confiabilidade de equipamentos na plataforma ou exposição de pessoas e embarcações, identificados antes ou durante a execução da operação. Registra-se que, caso essa operação seja realizada, a linha estará suportada a todo momento pela embarcação de instalação e, consequentemente, não ocorrerá queda de linhas no leito marinho.

Sequência operacional básica prevista para a desconexão e remoção de risers:

1. Antes de desconectar o riser (seção dinâmica) do *turret* do FPSO, a *flowline* (seção estática) deve ser desconectada do riser. Isso é necessário para não mover as *flowlines* na recuperação dos risers, evitando assim qualquer potencial perturbação à vida marinha.

Para a desconexão da extremidade dos *risers*, ligadas nas *flowlines* de produção, localizadas no fundo do mar (Figura 5.2.4.8-e):

- O *riser* será desconectado na CRF ou via corte no *riser* antes da CRF, com suporte de ROV. No caso do *riser* da linha de exportação de gás, o *riser* será desconectado imediatamente antes da válvula SSIV.
 - Um peso temporário pode ser instalado na seção *riser*, perto do flange ou do ponto de corte, em posição que minimize os impactos sobre os corais de água profunda, com o objetivo de manter o *riser* em sua posição, evitando que o mesmo se arraste no fundo do mar.
 - No momento da desconexão, o sistema estará preenchido com água do mar sem aditivos químicos e TOG inferior a 15 ppm. Por essa razão, as extremidades do segmento de *riser* e do segmento *flowline* serão deixadas abertas para o mar.
 - Com esta sequência feita, o *riser* estará pronto para a desconexão do *turret*.
2. A embarcação se aproximará do FPSO e enviará seu cabo de recuperação (representado em verde) para o *turret* e será conectado ao *riser* (representado em amarelo, conforme mostrado na Figura 5.2.4.8-a). FPSO também conectará seu cabo guincho à extremidade superior do *riser*.
 3. Desconexão da extremidade *riser* conectada ao *turret* (1^a extremidade). O *riser* irá inundar naturalmente durante sua entrada no mar.
 4. A extremidade desconectada do *riser* será baixada pelo guincho FPSO (Figura 5.2.4.8-b). O guincho FPSO transferirá controladamente a carga do *riser* para o guincho do barco de instalação até que ele tenha 100% do peso do *riser* sob seu controle.
 5. O cabo da embarcação de instalação será recolhido, trazendo a extremidade de *riser* desconectado (Figuras 5.2.4.8-c e 5.2.4.8-d).
 6. Uma vez que a embarcação de instalação receba o topo do *riser*, o cabo FPSO é desconectado e o processo de recolhimento é iniciado.
 7. Antes de resgatar a CRF, no fundo do mar, o peso morto provisório será removido e recuperado.
 8. O restante do *riser* é recuperado para o convés do navio de instalação, representado nas Figuras 5.2.4.8-f e 5.2.4.8 g.
 9. Operação finalizada.

10. Preparação para recuperação do próximo riser, repetindo sucessivamente a sequência de operações até a remoção de todos.

Em função de necessidades operacionais, essa sequência poderá sofrer alterações (por exemplo, iniciar o recolhimento do riser pela extremidade que está no leito marinho e não pela que está junto ao turret do FPSO) que, entretanto, não acarretam novas tipologias de risco ou impactos além dos identificados.

A definição da melhor sequência ocorrerá durante a elaboração dos procedimentos executivos, que serão planejados visando diminuir riscos operacionais e de segurança as pessoas. A abordagem apresentada neste documento constitui a última informação de planejamento disponível.

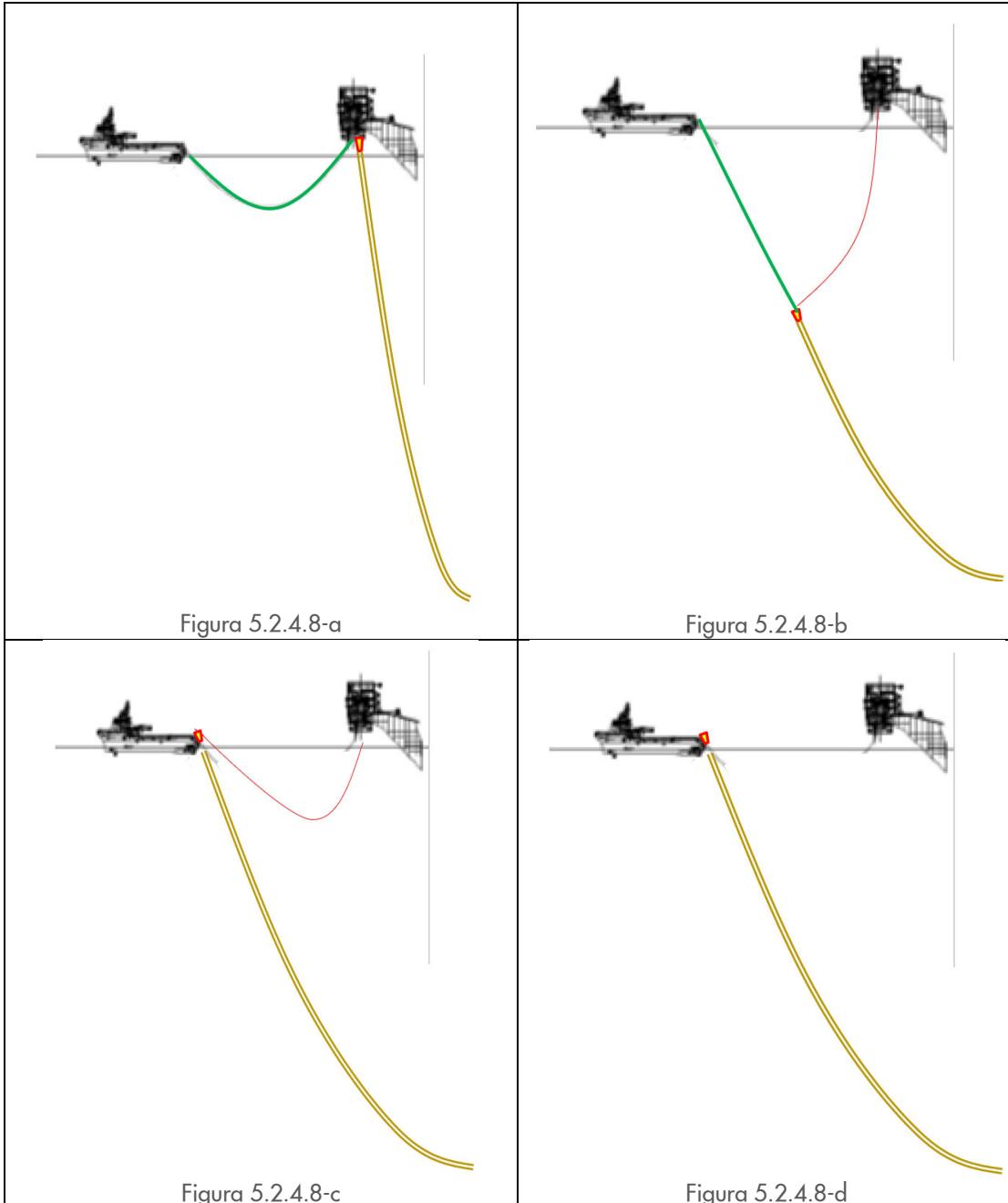


Figura 5.2.4.8 (a-d) - Sequência de remoção risers geral (também aplicável a umbilicais)

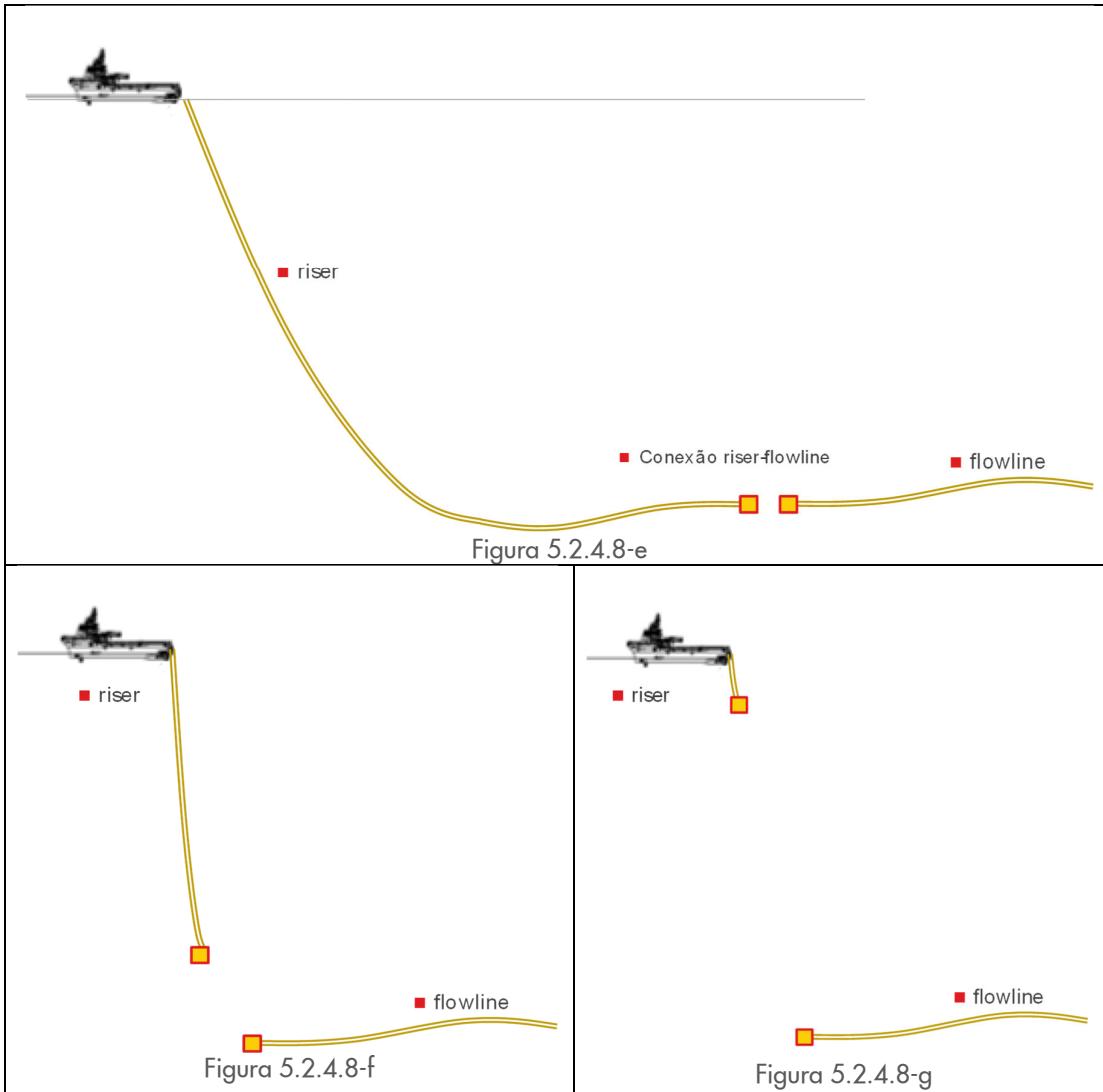


Figura 5.2.4.8 (e-g) - Sequência de remoção risers geral

D) Detalhamento – Sequência Operacional Básica da Desconexão e Remoção de Umbilicais

Os umbilicais possuem seções dinâmicas (ao longo da coluna de água) e seções estáticas (assentadas no fundo do mar) e contém no seu interior um conjunto de cabos elétricos, mangueiras hidráulicas e de injeção de químicos, usadas para controlar o equipamento subaquático a partir da superfície. Suas extremidades são conectadas a UTA, que distribui o sinal do umbilical para outros equipamentos subaquáticos através de *flying leads* ("cabos multi-via"), que são umbilicais mais simples e curtos. Por sua vez, os *flying leads* são divididos em hidráulico (*Hydraulic Flying Leads* - HFL) e elétrico (*Electric Flying Leads* - EFL).

Quanto à remoção do umbilical, é importante destacar suas características específicas:

- Como mencionado, os umbilicais apresentam segmento único, não contendo subdivisões que permitam a separação física entre os trechos dinâmico e estático sem que haja corte no corpo da linha.
- Algumas mangueiras internas dos umbilicais estão bloqueadas devido à formação de sólidos no interior (mangueiras desobstruídas e com integridade comprovada serão lavadas).
- Para manter o trecho estático de umbilical no fundo do mar – análogo à proposta feita para as linhas de produção, seria necessário cortar o corpo do umbilical, causando vazamento de produtos químicos no mar a partir das mangueiras obstruídas (que não permitem a limpeza).

Considerando essas características, propõe-se a remoção direta e integral dos 2 umbilicais de produção durante a desconexão do FPSO Fluminense, juntamente com as respectivas UTAs, para que não permaneçam no fundo do mar com resíduos químicos das mangueiras obstruídas. Desta forma, todo o conteúdo das mangueiras será recuperado em conjunto com os umbilicais, sem liberação de fluidos no mar.

As mangueiras dos umbilicais fabricadas para BJSA possuem acoplamentos hidráulicos com retentor ("poppet"), que bloqueia a saída dos fluidos no momento da desconexão, para que não ocorra vazamentos. A única exceção são as mangueiras de metanol (dentro do umbilical), que não têm os retentores, mas serão lavadas antes da desconexão e estarão, portanto, preenchidas com água do mar ao desconectar a linha.

Entretanto, algumas dessas mangueiras não possuem tais retentores. Em função disso, é proposta a remoção do conjunto umbilical + UTA, evitando-se vazamento na desconexão entre esses dois equipamentos. Da mesma forma, propõe-se a remoção direta e integral do umbilical da linha de exportação de gás após a desconexão, juntamente com a respectiva UTA.

Considerando o exposto, o ponto proposto para a desconexão dos umbilicais é entre UTA e *flying leads*, tanto para os umbilicais de produção quanto para o umbilical de exportação de gás.

Esses *flying leads* deverão permanecer no fundo do mar e também serão objeto da aplicação da metodologia proposta pela SBPL para as destinações de equipamentos do sistema submarino, cujos resultados serão apresentados no PDI Executivo do Sistema Submarino. Caso seja recomendada a retirada dos *flying leads*, os mesmos poderão ser desconectados dos *manifolds* e da SSIV e removidos, com o uso de uma embarcação de

serviço, em operação de instalação reversa, de forma análoga ao exemplificado para o caso dos *flowlines*.

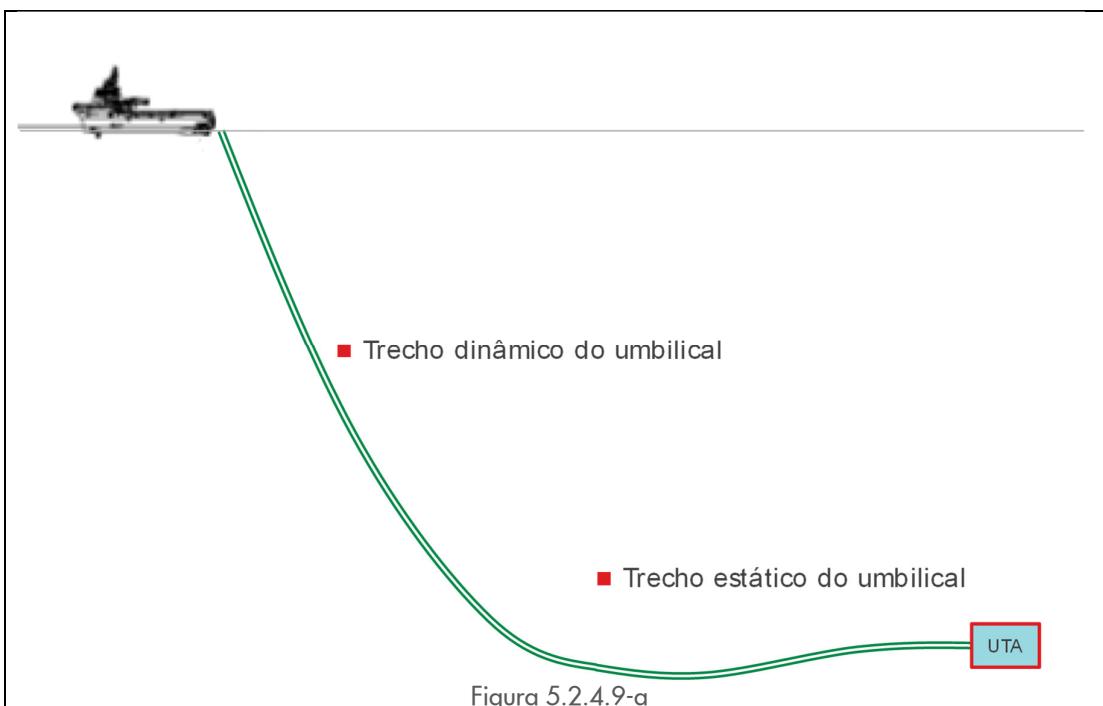
A sequência operacional básica de remoção de umbilicais é semelhante à da remoção dos *risers*:

- O plano indica a necessidade de uma Embarcação de Instalação e dois rebocadores para manter a posição FPSO. O guincho de pull-in do FPSO realizará a manobra de desconexão das linhas para sua remoção do turrel, que será baixada pelo guincho, até que a carga seja transferida para o guincho da embarcação de instalação, que recuperará as linhas conforme descrito a seguir, e representado nas Figuras 5.2.4.8-a até 5.2.4.8-d acima (em função de semelhança com a sequência para os risers) e 5.2.4.9-a até 5.2.4.9-c abaixo:
- A embarcação se aproximará do FPSO e enviará seu cabo de recuperação (representado em verde) para o turrel e será conectado ao umbilical (representado em amarelo, conforme mostrado na Figura 5.2.4.8-a). FPSO também conectará seu cabo guincho à extremidade superior do umbilical.
- Desconexão da extremidade umbilical conectada ao turrel (1^a extremidade).
- A extremidade desconectada do umbilical será baixada pelo guincho FPSO (Figura 5.2.4.8-b). O guincho FPSO transferirá controladamente a carga do umbilical para o guincho do barco de instalação até que ele tenha 100% do peso do umbilical sob seu controle.
- O cabo da embarcação de instalação será recolhido, trazendo a extremidade de umbilical desconectado (Figuras 5.2.4.8-c e 5.2.4.8-d).
- Cada umbilical será recuperado na íntegra (segmentos estáticos e dinâmicos) com a respectiva UTA.
- A desconexão será realizada entre UTA e Flying Leads, com apoio da ROV.
- As extremidades dos flying leads, desconectadas dos UTAs, serão bloqueadas por acoplamentos hidráulicos com retentor ("poppets"), que bloqueiam as mangueiras no momento da desconexão (com exceção das mangueiras de metanol, como relatado anteriormente, que estarão preenchidos com água do mar).
- Após a desconexão, o umbilical será recolhido pelo PLSV (2^a extremidade), representado nas Figuras 5.2.4.9-b e 5.2.4.9-c.
- Operação finalizada.

- Preparação para recuperação do próximo umbilical, repetindo sucessivamente a sequência de operações até a remoção de todos.

Em função de necessidades operacionais, essa sequência poderá sofrer alterações (por exemplo, iniciar o recolhimento dos umbilicais pela extremidade que está no leito marinho e não pela que está junto ao turret do FPSO) que, entretanto, não acarretam novas tipologias de risco ou impactos além dos identificados.

A definição da melhor sequência ocorrerá durante a elaboração dos procedimentos executivos finais, que serão planejados visando diminuir riscos operacionais e de segurança as pessoas. A abordagem apresentada neste documento constitui a última informação de planejamento disponível.



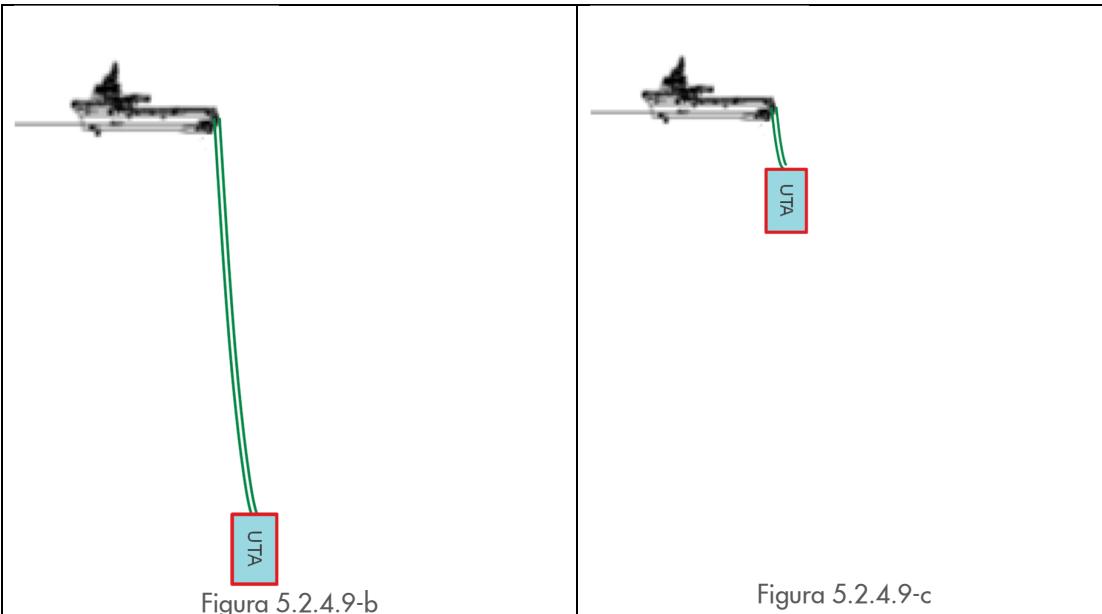


Figura 5.2.4.9 - Sequência de remoção do umbilical

Observação: Figura esquemática para representar a remoção umbilical + UTA. Os UTAs serão desconectados de seus *flying leads* como apresentado anteriormente. Os *flying leads* não estão representados nesta figura, mas nas Figuras 5.2.4.3 e 5.2.4.4.

E) Detalhamento – Remoção da Bioincrustação Associada às Linhas Recolhidas

Este item apresenta as medidas de controle para lidar com a bioincrustação associada às linhas recolhidas nas embarcações. Tais medidas atenderão aos requisitos do IBAMA e estarão alinhadas àquelas de limpeza de bioincrustação adotadas para o recolhimento emergencial do riser de gas lift de Bijupirá, operação executada conforme anuêncio concedida e requisitos do Parecer Técnico nº 71/2022 – COPROD/CGMAC/DILIC, de 17 de fevereiro de 2022.

- Medidas a serem tomadas para limpar as linhas e evitar que fragmentos de bioincrustação caiam no mar:

A limpeza da bioincrustação das linhas será feita no convés da embarcação. A bioincrustação será raspada por um cabo ao redor das linhas na "mesa de trabalho" (situada no convés principal da embarcação). A mesa de trabalho do navio de instalação será coberta com lona de forma a minimizar o risco de queda de fragmentos de bioincrustação marinha ao mar durante a remoção das linhas. A Figura 5.2.4.10 apresenta fotos da operação de limpeza realizada durante a remoção emergencial do

riser de *gas lift* de Bijupira, no convés do PLSV Sapura Topazio. Caso seja encontrado coral sol nas linhas, esta informação será registrada em relatório operacional.

- Gestão de resíduos de resíduos de bioincrustação:

Os resíduos da bioincrustação serão coletados e armazenados em “big bags”, para destinação final em terra. Conforme solicitação da COPROD/CGMAC/IBAMA, serão procuradas alternativas à destinação em aterros sanitários, como por exemplo o coprocessamento em indústria cimenteira.

- Relatórios operacionais:

As informações relacionadas à limpeza da bioincrustação das linhas removidas serão apresentadas à COPROD/CGMAC/IBAMA no âmbito do Projeto de Controle de Poluição (PCP) de BJSA, apresentando todas as evidências de correto manejo dos resíduos de bioincrustação recuperados das linhas.

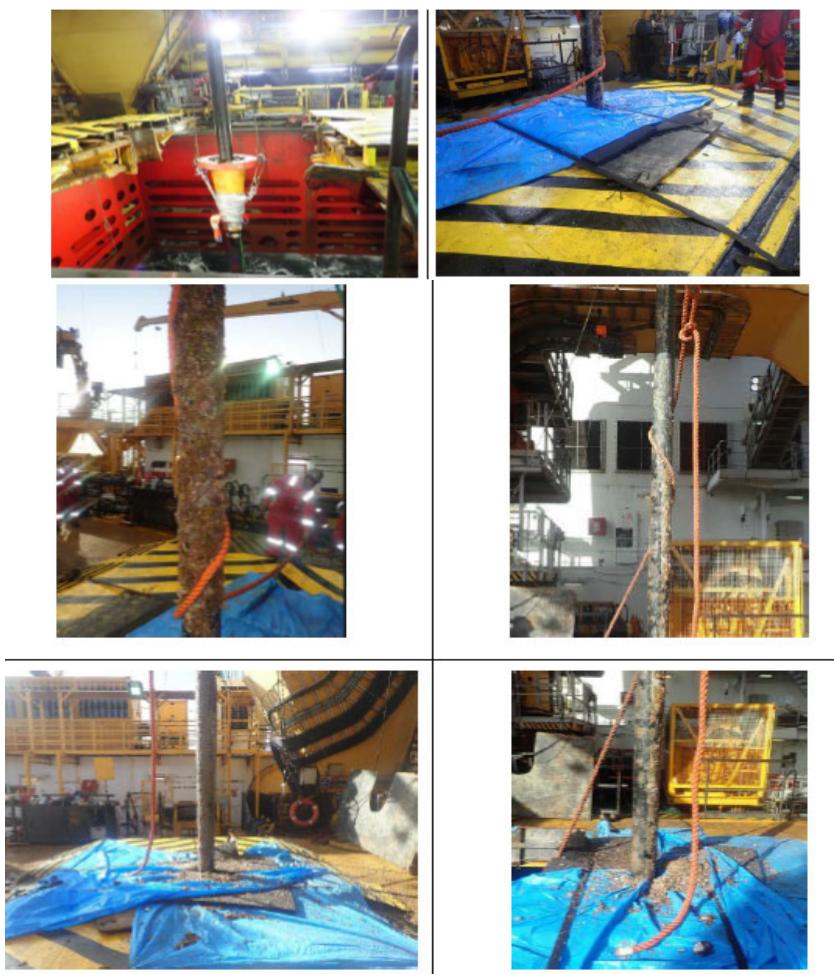


Figura 5.2.4.10 - Limpeza bioincrustação do Riser do elevador de gás Bijupira

F) Detalhamento – Sequência Operacional Básica da Desconexão e Remoção das Linhas de Amarração

O *turret* do FPSO Fluminense está ancorado no fundo do mar por meio de um sistema composto por 9 linhas de amarração, dispostas em um arranjo 3x3. Cada linha tem 2 segmentos de correntes de aço nas extremidades (corrente superior e corrente inferior) com um segmento de poliéster no meio.

O sistema de amarração é do tipo *Taut-Leg*, onde as amarras são anexadas a âncoras de dragagem, enterradas abaixo do leito marinho e, em seguida, tensionadas, e depois fixadas ao *turret*.

Conforme já apresentado neste documento, propõe-se a remoção da corrente superior, do segmento de poliéster e da corrente inferior de cada linha de amarração, permanecendo as âncoras no local, que serão objeto de avaliação no PDI Executivo do Sistema Submarino.

O procedimento de desconexão e remoção de linhas de ancoragem é semelhante ao descrito para *risers* e *umbilicais*, inclusive na questão de possíveis variações na sequência operacional ou sobre a utilização, ou não, do guincho de *pull-out* da plataforma. Essa desconexão envolverá uma seleção diferente de barcos, nesse caso especializados no recolhimento de linhas de ancoragem.

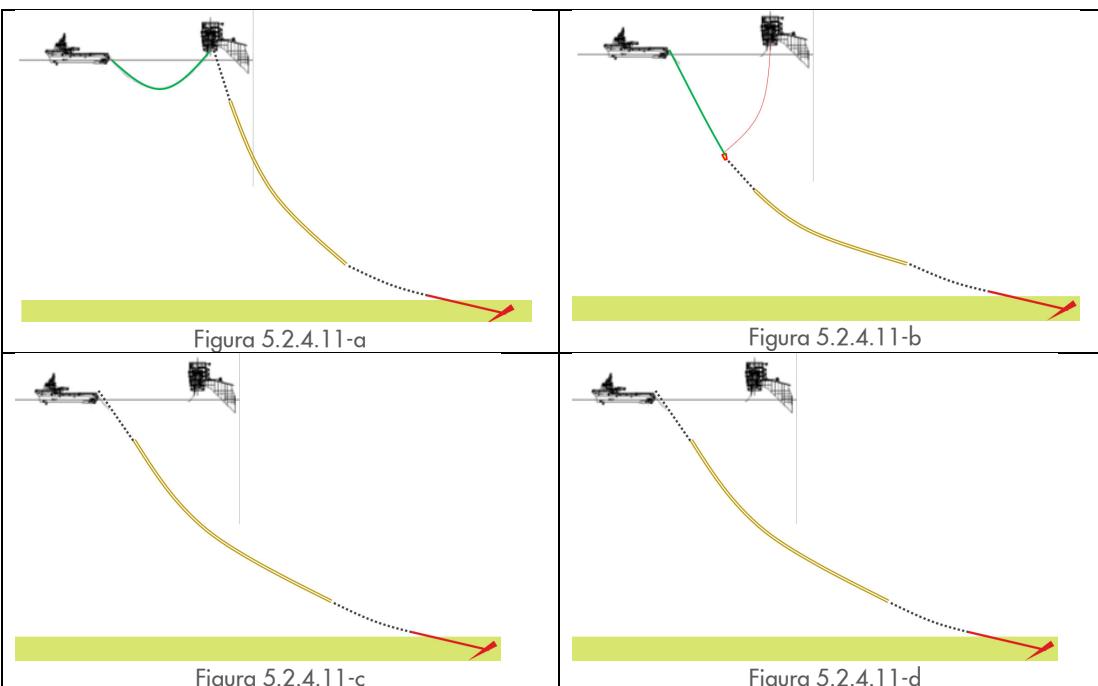
A seguir, a sequência operacional de remoção:

1. A embarcação de instalação se aproximará do FPSO com um cabo de recuperação (representado em verde) e conectará a sessão superior da corrente de amarração a ele.
2. O cabo do guincho do FPSO será conectado à linha de amarração superior, localizada no *turret*.
3. Desconexão da extremidade da linha de amarração conectada ao *turret* (1^a extremidade) (Figura 5.2.4.11-a).
4. O guincho FPSO transferirá controladamente a carga da linha de amarração para o guincho do barco de instalação até que ele tenha 100% do peso da linha de amarração sob seu controle. (Figura 5.2.4.11-b).
5. O cabo do guincho será recolhido pelo navio, trazendo a extremidade desconectada (Figuras 5.2.4.11-c e 5.2.4.11-d).

6. Linha de amarração a ser recuperada até que o navio se aproxime do cabo que liga a linha de amarração à sua âncora.
7. Um ROV cortará o cabo de ancoragem enterrado perto da âncora (Figura 5.2.4.11-e).
8. O navio continua a recuperação até que a 2^a extremidade de amarração chegue ao convés.
9. Operação finalizada.

Em função de necessidades operacionais, essa sequência poderá sofrer alterações (por exemplo, iniciar o recolhimento das linhas de ancoragem pela extremidade que está no leito marinho e não pela que está junto ao turrete do FPSO) que, entretanto, não acarretam novas tipologias de risco ou impactos além dos identificados.

A definição da melhor sequência ocorrerá durante a elaboração dos procedimentos executivos finais, que serão planejados visando diminuir riscos operacionais e de segurança as pessoas. A abordagem apresentada neste documento constitui a última informação de planejamento disponível.



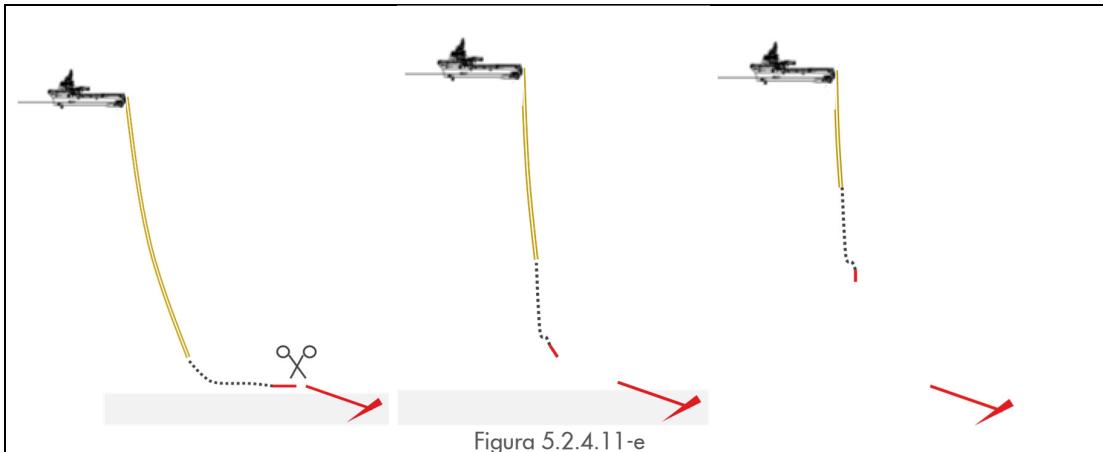


Figura 5.2.4.11-e

Figura 5.2.4.11 - Sequência da operação de remoção da linha de âncora (cabo de ancoragem representado em vermelho)

G) Detalhamento – Destinação Final das Linhas Recuperadas

Os risers, umbilicais e as amarras recolhidas serão levadas para uma base de apoio em terra, para destinação final adequada. Os destinos possíveis serão a reutilização, após inspeção para avaliação da integridade, ou alienação como sucata, para reciclagem.

5.2.5 |Reboque do FPSO para um Estaleiro de Reciclagem

A) Premissas

- O destino final do FPSO será determinado por uma licitação competitiva entre estaleiros de reciclagem no Brasil e no exterior (ver item 5.2.6).
- O FPSO será rebocado para um estaleiro no Brasil ou no exterior.
- Será submetido aos reguladores um Plano de Ações para Prevenção e Controle da Disseminação do Coral Sol pelo FPSO Fluminense considerando as possíveis destinações da unidade a estaleiros de reciclagem no Brasil e exterior.
- Os sistemas de combate a incêndios permanecerão operacionais como medida de contingência. As linhas de reboque principal e de emergência estarão sempre conectadas.
- A classe e a bandeira serão mantidas até a entrega do FPSO no destino final.

B) Detalhamento

O reboque do FPSO para um estaleiro utilizará rebocadores adequados conforme requisitos marítimos e de segurança adequados, com respectivos planos e rotas previamente estudadas e preparadas com as devidas aprovações.

O reboque deverá ser aprovado pela Marinha conforme requisitos contidos nas Normas relacionadas a seguir, quando aplicável:

NORMAM 08/2013	<ul style="list-style-type: none">• Declaração Geral de Saída• Notificação do movimento do navio dentro da área portuária• Declaração Geral de Entrada (Entrada no Porto)• Notificação de Previsão de Chegada (Chegada no Porto)• Permissão para Transitar para o Porto Brasileiro• Notificação de amarração/parada em águas brasileiras – Aviso Brasileiro aos Navegantes
NORMAM 08/2013 NORMAM 17/2017 NORMAM 28/2011	<ul style="list-style-type: none">• Registro de Movimentação da Embarcação
NORMAM 28/2011	<ul style="list-style-type: none">• Notificação de objetos deixados no fundo do mar

Uma vez que o sistema de propulsão próprio do FPSO não está mais operacional, um reboque assistido é necessário. Pontos de reboque adequados serão instalados para permitir o reboque de acordo com os cálculos de esforços realizados. Esses pontos de reboque serão avaliados e aprovados pela Sociedade de Classificadora (ABS).

Com relação à integridade estrutural do FPSO, a SBPL irá desenvolver as seguintes atividades, trabalhando em conjunto com a ABS:

- Completar os levantamentos necessários antes da partida do FPSO;
- Completar os reparos estruturais necessários; e
- Completar os requisitos pendentes para manter a Classe até a chegada do FPSO ao estaleiro de reciclagem.

Os seguintes sistemas/equipamentos devem permanecer operacionais durante o reboque:

- Seção de regras de instalações de sistema/equipamento
- Layout de instalações
- Classificação da área
- Proteção do circuito do sistema elétrico
- Instalações Elétricas em Áreas Classificadas
- Sistemas Químicos Secos, conforme aplicável
- Sistemas fixos de extinção de incêndio
- Armários de tinta, espaços de laboratório e salas de armazenamento de materiais inflamáveis
- Estação de Controle de Emergência
- Operação após desligamento total da instalação
- Extintores portáteis e semi-portáteis
- Proteção estrutural contra incêndios
- Áreas de Ponto de Encontro
- Rotas de Fuga
- Requisitos para salvar vidas
- Equipamentos de segurança pessoal e medidas de segurança
- Sistema de combate a incêndio
- Sistema de detecção de fogo e gás em serviço, quando aplicável
- Equipe de resposta de emergência a bordo
- Equipe para gerenciar o sistema de amarração

De acordo com as informações apresentadas no PDI Conceitual Rev.2, os resultados do levantamento sobre espécies de fauna e flora incrustadas no casco do FPSO Fluminense, que foi realizado através da amostragem dos organismos durante as campanhas de mergulho para inspeção do casco naquela unidade, indicaram a presença da espécie exótica invasora Coral Sol (*Tubastraea coccinea*) em todo o fundo do casco do FPSO. Tanto a avaliação qualitativa quanto as imagens obtidas nos pontos amostrais indicam uma ocorrência relevante desta espécie.

O Plano de Ações para Prevenção e Controle da disseminação do Coral Sol pelo FPSO Fluminense para sua destinação final, seja no Brasil ou no exterior, será submetido ao IBAMA em documento separado deste PDI Executivo, por motivos de confidencialidade das informações relacionadas ao processo licitatório do estaleiro para reciclagem do FPSO.

O Plano de Reboque será encaminhado para aprovação do Autoridade Marítima, com antecedência mínima de quinze dias, juntamente com os demais documentos necessários, dentre os quais, o plano de singradura, contendo a rota planejada, que deverá evitar áreas ambientalmente sensíveis. Para a execução do plano de reboque, serão cumpridas, em especial, as orientações contidas no item 2.13 da NORMAM-08/DPC, sendo o mesmo preparado por um *Salvage Master*, devidamente cadastrado

na CP/DL/AG. Este procedimento visa obtenção de autorização para a desconexão do sistema de ancoragem e destinação final da Plataforma.

5.2.6 Limpeza Final, Desmantelamento e Reciclagem do FPSO

A) Premissas

- O estaleiro em que será realizada a reciclagem do FPSO será determinado por uma licitação competitiva entre estaleiros de reciclagem no Brasil e no exterior.
- A escolha do estaleiro seguirá critérios de reciclagem responsável e sustentável.
- O estaleiro deverá ter licença para remoção e destinação final de NORM e Coral Sol, de acordo com os regulamentos e leis do país.
- Um inventário de resíduos perigosos será elaborado para nortear os planos de desmantelamento e reciclagem.

B) Detalhamento – Seleção do Estaleiro de Reciclagem

A seleção final e contratação do estaleiro será feita através de um processo de licitação a ser concluído após a aprovação do PDI Executivo do FPSO. Dado o número limitado de estaleiros que podem fazer a reciclagem de forma responsável e acomodar uma embarcação do tamanho do FPSO Fluminense (um ULCC), a SBPL busca opções no Brasil e em outros países. Após a finalização do processo de licitação será anunciado o vencedor e a informação poderá ser disponibilizada para os órgãos envolvidos.

O FPSO será rebocado para um estaleiro, no Brasil ou no exterior, onde será desmontado e terá suas partes recicladas de forma responsável e sustentável, de acordo com as regulamentações trabalhistas, de segurança e de meio ambiente do país onde estiver localizado o estaleiro, além de internacionais, quando aplicável.

Dentre os critérios gerais que estão sendo considerados para a seleção do estaleiro, estão:

- Práticas adequadas de segurança;
- Capacidade de acomodar o tamanho do FPSO Fluminense;
- Disponibilidade;
- Capacidade técnica e experiência;
- Gestão de resíduos;
- Licenças Ambientais;
- Condições Comerciais;
- Observância das normas nacionais ou internacionais, dependendo do destino;
- Atendimento às recomendações contidas na convenção de Hong Kong.

Potenciais destinos do FPSO Fluminense a estaleiros nacionais ou internacionais são apresentados no Anexo IX.

C) Detalhamento – Limpeza Final do FPSO e Destinação de Resíduos

Chegando no estaleiro de reciclagem, a bioincrustação e o restante de materiais, resíduos e rejeitos serão destinados de acordo com as normas legais vigentes.

No caso em que o destino for no Brasil, a bioincrustação presente no casco do FPSO será removida e descartada de acordo com as exigências do IBAMA. Em relação ao manejo da bioincrustação (incluindo coral sol), a SBPL exigirá do estaleiro:

- Documentação com evidências do processo de limpeza, contenção e remoção da bioincrustação (incluindo coral sol), como por exemplo, relatórios descrevendo os procedimentos adotados e métodos de limpeza realizados.
- Certificado final de inspeção atestando que o casco está livre de bioincrustação (incluindo coral sol), assinado por um profissional competente.
- O material biológico resultante da limpeza (resíduos da bioincrustação) será coletado, ensacado e encaminhado para destinação final. Conforme solicitação do IBAMA, serão procuradas alternativas à destinação em aterros sanitários, como por exemplo o coprocessamento em indústria cimenteira.

No caso em que o destino for no exterior, a bioincrustação presente no casco do FPSO será removida e descartada de acordo com as exigências do país de destino.

A disposição final de materiais, resíduos e rejeitos seguirá o Plano de Gerenciamento de Resíduos do estaleiro e será descartado de acordo com as normas aplicáveis.

O escopo de remoção da NORM residual no estaleiro compreende a limpeza aos níveis requeridos pelos reguladores pertinentes. Se necessário, uma limpeza final dos tanques pode ser realizada. Qualquer material coletado durante a limpeza dos tanques será encaminhado para uma instalação em terra, de acordo com o plano de gestão de NORM da Shell e, no caso de estaleiro no Brasil, em conformidade com os requisitos da CNEN, ou em caso de estaleiro no exterior, conforme a legislação aplicável.

D) Detalhamento – Desmantelamento e Reciclagem da Plataforma

O projeto pretende desmontar e reciclar o FPSO de forma responsável. O desmantelamento e a reciclagem serão executados da seguinte forma:

- O FPSO será desmantelado em um estaleiro de reciclagem no Brasil ou no exterior. No contrato com o estaleiro, haverá compromisso para que suas partes sejam recicladas de forma responsável e sustentável, de acordo com as normas trabalhistas, de segurança e ambientais do país onde o estaleiro está localizado e internacionais, quando aplicável.
- Os métodos de desmontagem dependerão da infraestrutura do estaleiro, que no processo de licitação apresentarão propostas técnicas contendo planos e procedimentos para a execução do desmantelamento e reciclagem.

5.2.7 Descomissionamento do Sistema Submarino

Como já mencionado, o descomissionamento do sistema submarino será apresentado no PDI Executivo do Sistema Submarino que será elaborado após a análise de impacto da remoção dos equipamentos utilizando a metodologia apresentada no item 4.3 do PDI Conceitual Rev.02.

Os itens que serão tratados neste PDI Executivo do FPSO Fluminense, referentes a esse sistema, são os *risers*, umbilicais e linhas de amarração conforme indicado abaixo.

- Os *risers*, umbilicais e a parte superior das amarras serão coletados no momento da desconexão, sem deposição temporária no fundo do mar.
- Os equipamentos removidos serão transportados para a base logística em terra, tratados, se necessário, e encaminhados para reciclagem.

5.3 INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS

5.3.1 Unidade de Produção

Os campos da BJSA possuem apenas uma unidade de produção para ambos, o FPSO Fluminense. A unidade será mantida totalmente operacional durante as atividades de descomissionamento e não há previsão de receber novos equipamentos. Da mesma forma, uma vez que esta é uma unidade flutuante, não é esperado nenhuma desmontagem offshore e remoção.

5.3.2 Procedimentos Operacionais

Os principais procedimentos operacionais envolvidos no descomissionamento do FPSO foram descritos nos subitens 5.2.1 a 5.2.7.

Os procedimentos operacionais executivos serão desenvolvidos em conjunto com os terceiros a serem contratados para execução das atividades de descomissionamento.

Com respeito às atividades relacionadas com o descomissionamento dos equipamentos submarinos, os procedimentos serão descritos no PDI Executivo do Sistema Submarino.

5.4 CRONOGRAMA

O cronograma estimado para as principais atividades da execução do descomissionamento de BJSA é mostrado abaixo. Ressalta-se que o encerramento da produção de Bijupira e Salema em sua totalidade foi formalizado à ANP em dezembro de 2021, com o encerramento da produção de Salema, uma vez que a produção de Bijupirá foi encerrada no início do referido ano.

Poderão ocorrer variações nas datas de execução das atividades em função do detalhamento do projeto, progresso das atividades de execução, situação do mercado de fornecedores e das aprovações do programa por ANP, IBAMA e Marinha/DPC.

5.4.1 Descomissionamento do FPSO Fluminense

Atividade	Início Previsto	Término Previsto
Operação e manutenção dos ativos após a parada de produção e antes do início do descomissionamento	Fevereiro 2022 (já iniciado)	Março 2023
Aprovação esperada do PDI Executivo do FPSO Fluminense		Janeiro 2023
Finalização do processo de contratação de fornecedores, após aprovação do PDI Executivo do FPSO Fluminense	Fevereiro 2023	Março 2023
Limpeza dos risers, flowlines, umbilicais, linha de exportação de gás e demais equipamentos submarinos; e isolamento dos poços (incluindo engenharia final, procedimentos executivos e mobilização)	Abril 2023	Julho 2023
Desconexão e recolhimento dos risers, umbilicais e linhas de amarração do FPSO (incluindo engenharia final, procedimentos executivos e mobilização)	Abril 2023	Dezembro 2023
Reboque do FPSO para o estaleiro de reciclagem	Dezembro 2023	Janeiro 2024

5.4.2 Descomissionamento do Sistema Submarino

A submissão do PDI Executivo do Sistema Submarino está prevista para fevereiro de 2023. Nesse PDI será apresentado um cronograma do descomissionamento dos equipamentos submarinos.

5.4.3 Abandono dos Poços

Os 22 poços de BJSA deverão ser abandonados permanentemente em campanhas a serem realizadas de modo a respeitar os prazos estabelecidos na Resolução ANP nº 46/2016 (SGIP). O cronograma previsto é mostrado a seguir:

Atividade	Início Previsto	Término Previsto
Campanha de abandono temporário de poços (concluída)	Maio 2022	Agosto 2022
Primeira campanha de abandono permanente de poços	Novembro 2023	Setembro 2024
Segunda campanha de abandono permanente de poços	Agosto 2025	Novembro 2025

5.5 ESTIMATIVA DE CUSTOS

A estimativa atualizada de custos do descomissionamento das instalações dos campos de BJSA, incluindo do FPSO Fluminense, está detalhada no Anexo X deste documento. Os custos foram elaborados com base nos conceitos apresentados neste PDI Executivo do FPSO e podem variar de acordo com o mercado à época da execução. Esta estimativa foi desmembrada em custos referentes ao descomissionamento do FPSO e custos relativos ao descomissionamento dos demais escopos. Deve ser observado que o custo estimado do descomissionamento do sistema submarino pode sofrer variação, em função dos resultados da aplicação da metodologia de apoio a tomada de decisão, conforme definido no item 4.3 do PDI Conceitual Rev.02, o que será objeto do PDI Executivo do Sistema Submarino.

6.0 ESTUDOS E PLANOS ASSOCIADOS

Os planos e estudos descritos neste capítulo seguem os requisitos na NORMAM 11 e serão apresentados conforme especificado na norma. Conforme já mencionado no capítulo 5.2.5, o plano de reboque será apresentado no devido tempo para aprovação e a rota escolhida será preparada evitando áreas sensíveis. A rota também será incluída do Plano de Ações para a Prevenção e Disseminação do Coral Sol pelo FPSO Fluminense, que será apresentado ao IBAMA.

6.1 MEMORIAL DESCritivo DO PROJETO DE AUXíLIO à NAVEGAÇÃO

Conforme solicitado pela Marinha durante a análise do PDI Conceitual os seguintes itens estão incluídos na NORMAM-11.

6.1.1 Planta de Localização

A imagem a seguir é uma prévia do Plano de Localização dos Campos de BJS. Uma versão CAD será transmitida à Marinha do Brasil em conjunto com este PDI Executivo do FPSO.

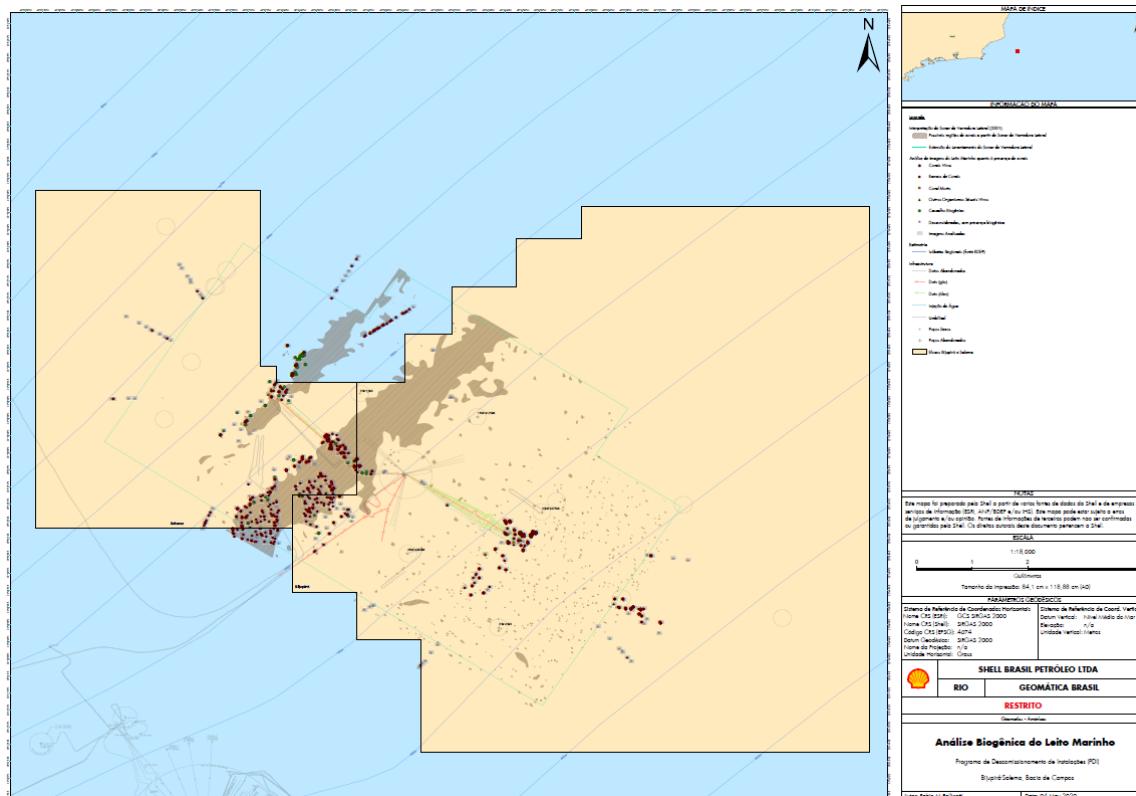


Figura 6.1.1 – Planta de Localização dos Campo de BJSA

6.1.2 Planta de Situação

A imagem a seguir é uma prévia do Plano de Situação do FPSO. Uma versão CAD será transmitida à Marinha do Brasil em conjunto com este PDI Executivo do FPSO.

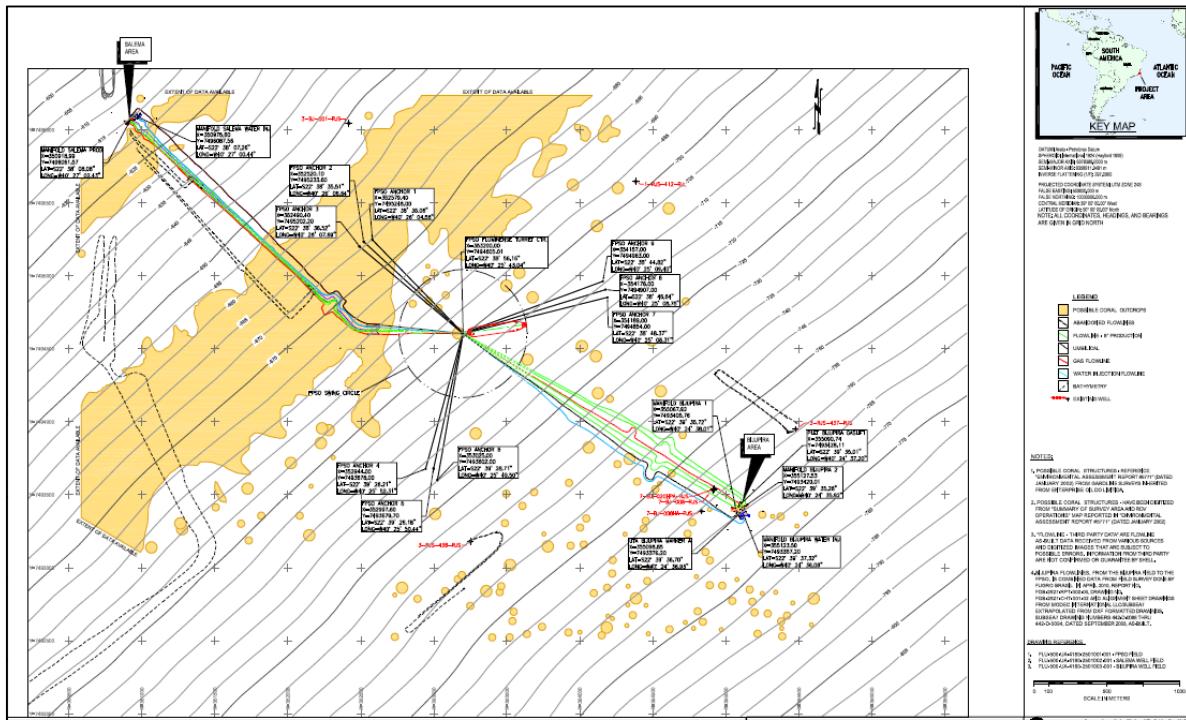


Figura 6.1.2 –Planta de Situação do FPSO

6.1.3 Projeto de sinalização de áreas (de acordo NORMAM-17/DHN)

No descomissionamento, a plataforma continuará habitada; portanto, a identificação visual e a sinalização noturna serão as existentes, a serem mantidas durante todo o projeto.

6.1.4 Engenheiros Responsáveis

A identificação dos engenheiros responsáveis pela elaboração deste PDI, com respectivos CREAs, serão encaminhados à Marinha do Brasil juntamente com este documento.

6.1.5 Apólices de Seguro P&I

Uma cópia da apólice de seguro P&I da Plataforma, contendo coberturas para remoção de destroços e responsabilidade civil por danos a terceiros e ao meio ambiente

proveniente de poluição hídrica, fará parte da documentação que será entregue para Marinha do Brasil juntamente com este PDI.

6.1.6 Apólices de Seguro do Casco

Uma cópia da apólice de seguro do casco será entregue para Marinha do Brasil juntamente com este documento.

6.1.7 Relatório da Sociedade Classificadora

Uma cópia dos Certificados Estatutários emitidos pela Sociedade Classificadora, (ABS) bem como os relatórios das respectivas Vistorias e Inspeções, atestando que a Plataforma possui condições satisfatórias de flutuabilidade, estanqueidade e estabilidade farão parte da documentação que será entregue para Marinha do Brasil juntamente com este documento.

6.1.8 GRU

Uma cópia da GRU e do comprovante de pagamento, nos valores constantes no anexo 2-A da NORMAM-11, referente ao serviço de análise do processo e emissão de parecer fará parte da documentação que será entregue para Marinha do Brasil juntamente com este documento.

6.2 PLANO DE MONITORAMENTO PÓS-DESCOMISSIONAMENTO (PMPD) - DESCONEXÃO DO FPSO FLUMINENSE

O Anexo VI deste PDI Executivo do FPSO Fluminense apresenta uma proposta de Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento para a etapa da Desconexão do FPSO, endereçando nesta primeira fase a desconexão do FPSO Fluminense, quando serão removidos os risers, umbilicais, UTAs e linhas de ancoragem.

No PDI Executivo do Sistema Submarino, será submetido o Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento com foco sobre o sistema submarino.

7.0 ESTUDOS AMBIENTAIS

No PDI Conceitual Rev. 02 aprovado foram apresentados os estudos e análises ambientais desenvolvidos para a operação de descomissionamento dos campos de BJSA, com foco sobre a desconexão do FPSO Fluminense. O Anexo X do Capítulo 7 do PDI Conceitual Rev. 02 apresentou uma consolidação dos estudos de caracterização dos meios físico, biótico e socioeconômico, Análise de Riscos Ambientais - AGRA e Avaliação de Impactos Ambientais - AIA, referentes à primeira fase de descomissionamento dos campos de BJSA contemplando os esclarecimentos e pedidos de complementação solicitados nos Pareceres Técnicos 147/2021-COPROD/CGMAC/DILIC e 444/2020-COPROD/CGMAC/DILIC.

Sendo assim, apresentam-se no Capítulo 7 deste documento os estudos e informações específicas relacionadas a este PDI Executivo do FPSO: diagnóstico de corais de profundidade com foco sobre a desconexão do FPSO, informações sobre bioincrustação nas linhas e casco do FPSO e considerações sobre os Projetos Ambientais que continuarão a ser implementados em consonância com suas condicionantes específicas da RLO No. 336/2003.

7.1 INCRUSTAÇÃO BIOLÓGICA NAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

Este subitem reapresenta as mesmas informações reportadas no PDI conceitual sobre bioincrustações nas instalações de produção (permanece inalterado).

A incrustação marinha pode causar sérios problemas para a arquitetura naval, incluindo navios e estruturas offshore. Em instalações fixas, tais como plataformas de exploração de petróleo e unidades de produção, a incrustação estimula a corrosão, aumenta a massa da instalação e confere uma distorção da configuração inicial da estrutura. Navios incrustados com organismos marinhos, por sua vez, sofrem com o aumento do arrasto, levando a um maior consumo de combustível e da poluição do ar, além de poderem agir como vetores de espécies invasoras.

A bioincrustação marinha é resultado de um processo natural de colonização e crescimento de organismos em superfícies e estruturas submersas. A enorme diversidade de organismos incrustantes com origens filogenéticas, estratégias de vida, nutrição e habilidades competitivas distintas tornam o estudo da bioincrustação extremamente importante na compreensão de modelos e processos ecológicos, tornando difícil, contudo, o seu controle.

A operação da unidade de produção FPSO Fluminense se iniciou em 2003 como parte do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos campos de BJSA e, portanto, esta instalação encontra-se há mais de 16 anos ancorada nesta locação e sujeita à bioincrustação local.

Como parte da bioincrustação passível de ocorrer nas instalações de produção dos campos de BJSA encontram-se ainda as espécies exóticas invasoras. Segundo a Convenção Sobre Diversidade Biológica (CDB) de 1992, ratificada no Brasil pelo Decreto Federal N° 2519/1998, "espécie exótica" é toda espécie que se encontra fora de sua área de distribuição natural, enquanto "espécie exótica invasora", é aquela espécie exótica cuja introdução e dispersão ameaça a biodiversidade, incluindo ecossistemas, habitats, comunidades e populações.

A introdução de uma espécie exótica em um ambiente depende de uma série de fatores, dentre eles o transporte do ambiente de origem para um ambiente receptor com condições favoráveis para o desenvolvimento da espécie. Em casos extremos, as espécies exóticas podem levar ao desaparecimento de espécies nativas por competição e predação. Espécies exóticas introduzidas são conhecidas por alterar comunidades marinhas em vários locais do mundo, provocando impactos sobre comunidades estáveis.

Atualmente, uma das principais preocupações no Brasil em relação à introdução de espécies exóticas diz respeito à proliferação do Coral Sol (nome comum dos corais ahermatípicos do gênero *Tubastraea*) ao longo da costa. A espécie *Tubastraea coccinea* já é conhecida e reportada como invasora na Bacia de Campos e em outras regiões da costa Brasileira (De Paula & Creed, 2004; Capel et al., 2014; Costa et al., 2014) e conhecidamente oportunista (De Paula & Creed, 2004), podendo influenciar na composição da fauna e flora das demais espécies incrustadas na unidade.

O levantamento de dados referentes às espécies de fauna e flora que se encontram incrustadas junto ao casco da unidade FPSO Fluminense, nos campos de BJSA, foi realizado através da amostragem dos organismos durante as campanhas de mergulho para inspeção do casco na referida unidade, no período entre julho de 2017 e março de 2018, aproveitando a oportunidade de atividades já previstas de inspeção no casco para a obtenção de dados relativos à incrustação na unidade.

Os resultados da análise qualitativa da fauna e flora incrustadas identificaram um total de 94 táxons distintos, sendo 91 de fauna e 3 de flora. Foram identificados diferentes táxons dos filos Porifera, Cnidaria, Bryozoa, Arthropoda, Annelida e Mollusca, além de algas dos filos Chromista e Rhodophyta. Se destacaram, como frequente em todas as áreas amostradas, o coral *Tubastraea coccinea*, o briozoa *Crisia* sp., os artrópodes Stenetiidae e *Elasmopus* sp. e as poliquetas *Chrysopetalum* sp., *Odontosyllis* sp., do gênero *Syllis* (com ao menos 3 espécies distintas) e *Trypanosyllis* sp. Nas amostras observadas, apenas a espécie pertencente ao filo Cnidaria, *Tubastraea coccinea* (Lesson, 1829) é considerada invasora.

Os resultados da análise quantitativa dos dados apresentam os 10 organismos mais abundantes ao longo das áreas analisadas. Em número de táxons e abundância se destacaram artrópodes e poliquetas (Filos Arthropoda e Annelida, respectivamente). A maior abundância foi de dois artrópodes, indivíduos da família Stenetiidae e do gênero

Elasmopus sp., sendo os demais organismos que se destacaram os poliquetas da família Syllidae.

Em relação especificamente à presença de espécies exóticas invasoras, os resultados deste levantamento constataram a presença apenas da espécie de Coral Sol *Tubastraea coccinea* em todo o intra-fundo do casco do FPSO, sendo que tanto a avaliação qualitativa quanto as imagens obtidas nos pontos amostrais indicam uma relevante ocorrência desta espécie.

O relatório completo do levantamento da fauna e flora bioincrustadas no casco do FPSO Fluminense encontra-se apresentado no Anexo VII. O inventário taxonômico detalhado de todos os táxons identificados no casco do FPSO Fluminense é apresentado no Anexo B do supracitado relatório. Cabe ressaltar que os relatórios de vistoria de casco já foram anteriormente enviados ao IBAMA, em julho de 2018.

7.1.1 Ocorrências Horizontal e Vertical

A avaliação da ocorrência de bioincrustação ao longo dos trechos horizontais dos equipamentos submarinos e estruturas na porção submarina de BJSA foi realizada durante as atividades de inspeção rotineiras através de filmagens subaquáticas com ROVs.

Com base nessas inspeções, pode-se observar a presença de incrustação biológica em algumas *flowlines* e equipamentos submarinos (*Manifolds*, *PLETs*, *Jumpers* e Árvores de Natal), como pode ser visto na Figura 7.1.1.1 e na Figura 7.1.1.2, respectivamente. A maior profundidade de ocorrência de bioincrustação foi registrada em 691,4 m nas *flowlines* e 767,2 m nos equipamentos submarinos.

Em relação à ocorrência específica da espécie exótica invasora *Tubastraea spp.* (Coral Sol), não foi detectada nenhuma ocorrência desta espécie nos equipamentos e estruturas submarinas nos campos de BJSA, conforme já esperado, visto que a temperatura da água no fundo marinho da região dos blocos encontra-se abaixo de 12°C, sendo 12,5°C a temperatura limite para ocorrência do Coral Sol *Tubastraea coccinea* (Batista et al, 2017).

A avaliação da ocorrência de bioincrustação ao longo da extensão vertical das linhas de ancoragem e *risers* na parte submarina do campo BJSA foi também realizada durante atividades de inspeção rotineiras através de filmagens subaquáticas com ROVs.

As inspeções de mergulho com ROVs detectaram a presença de colônias de Coral Sol (*Tubastraea spp.*) em alguns trechos dos *risers* (Figura 7.1.1.3) até uma profundidade máxima de aproximadamente 80,0 m. A profundidade máxima de ocorrência de bioincrustação foi registrada em 533,2 m nos *risers* e 715,8 m nas linhas de ancoragem (Figura 7.1.1.4).

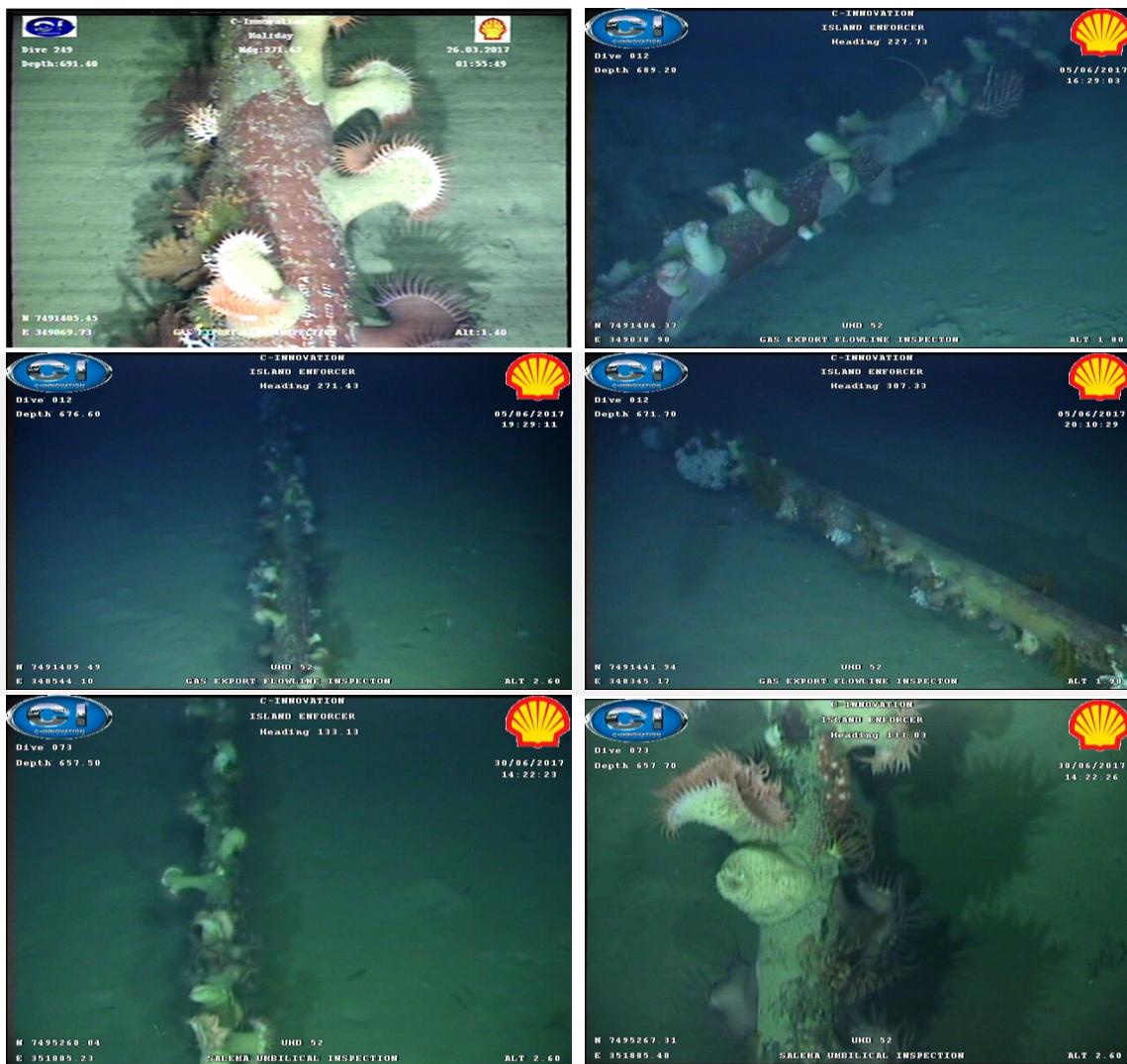


Figura 7.1.1.1 – Bioincrustação observada ao longo das flowlines na porção submarina dos campos de BJSA.

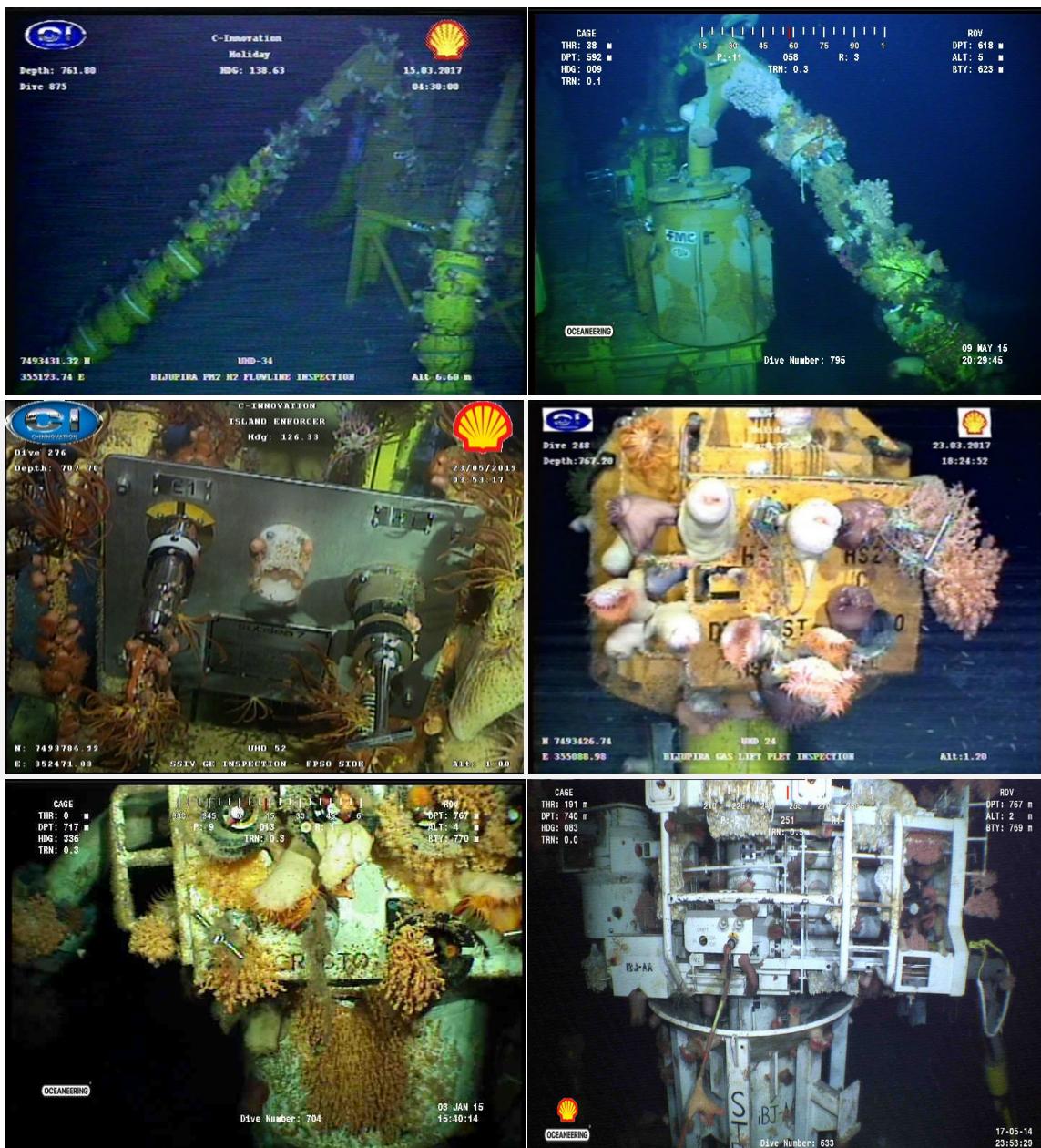


Figura 7.1.1.2 – Bioincrustação observada nos equipamentos submarinos (Manifolds, PLETs, Jumpers e Árvores de Natal) na porção submarina dos campos de BJSA.

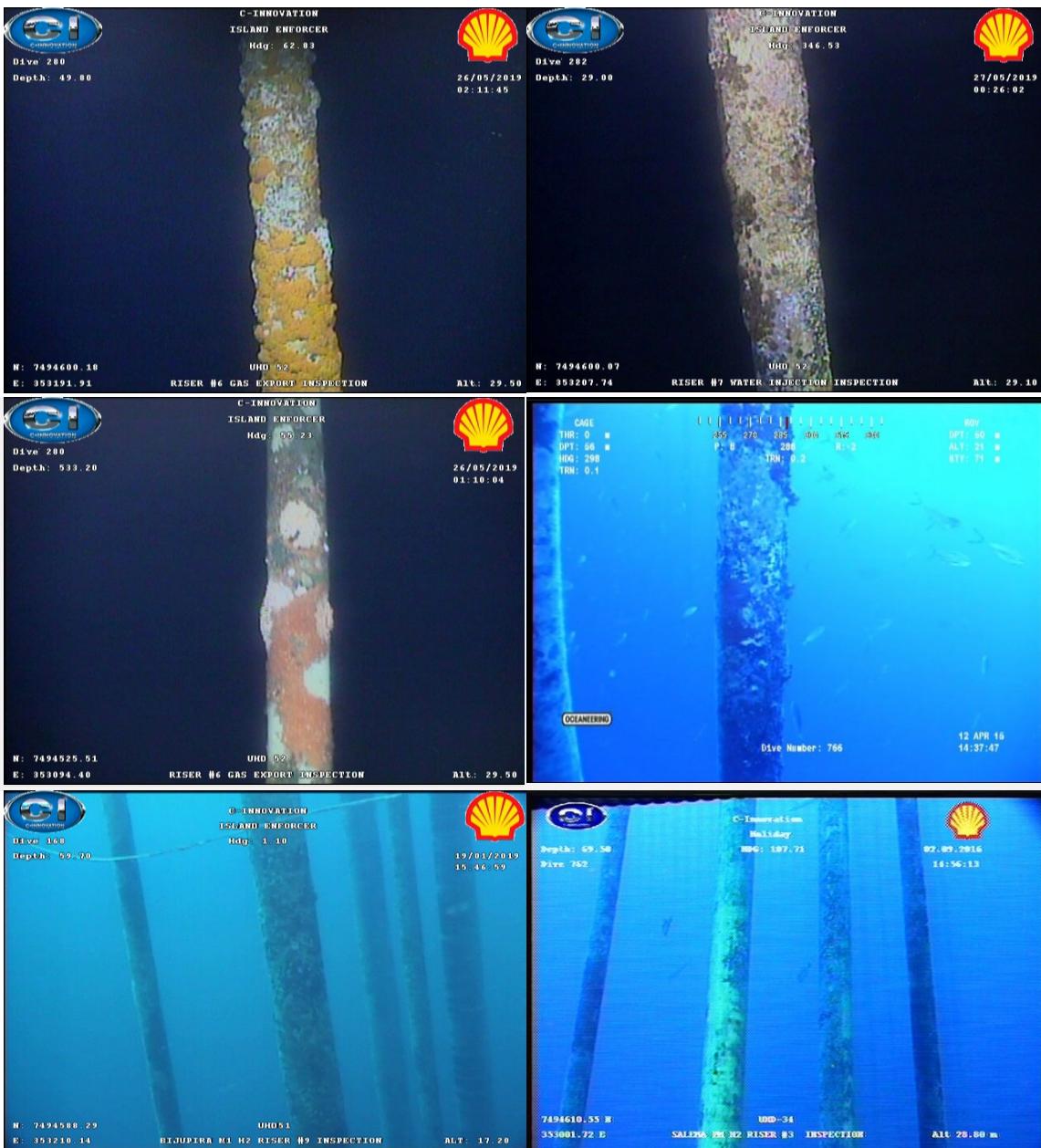


Figura 7.1.1.3 – Bioincrustação observada ao longo da extensão vertical dos risers na porção submarina dos campos de BJSA.

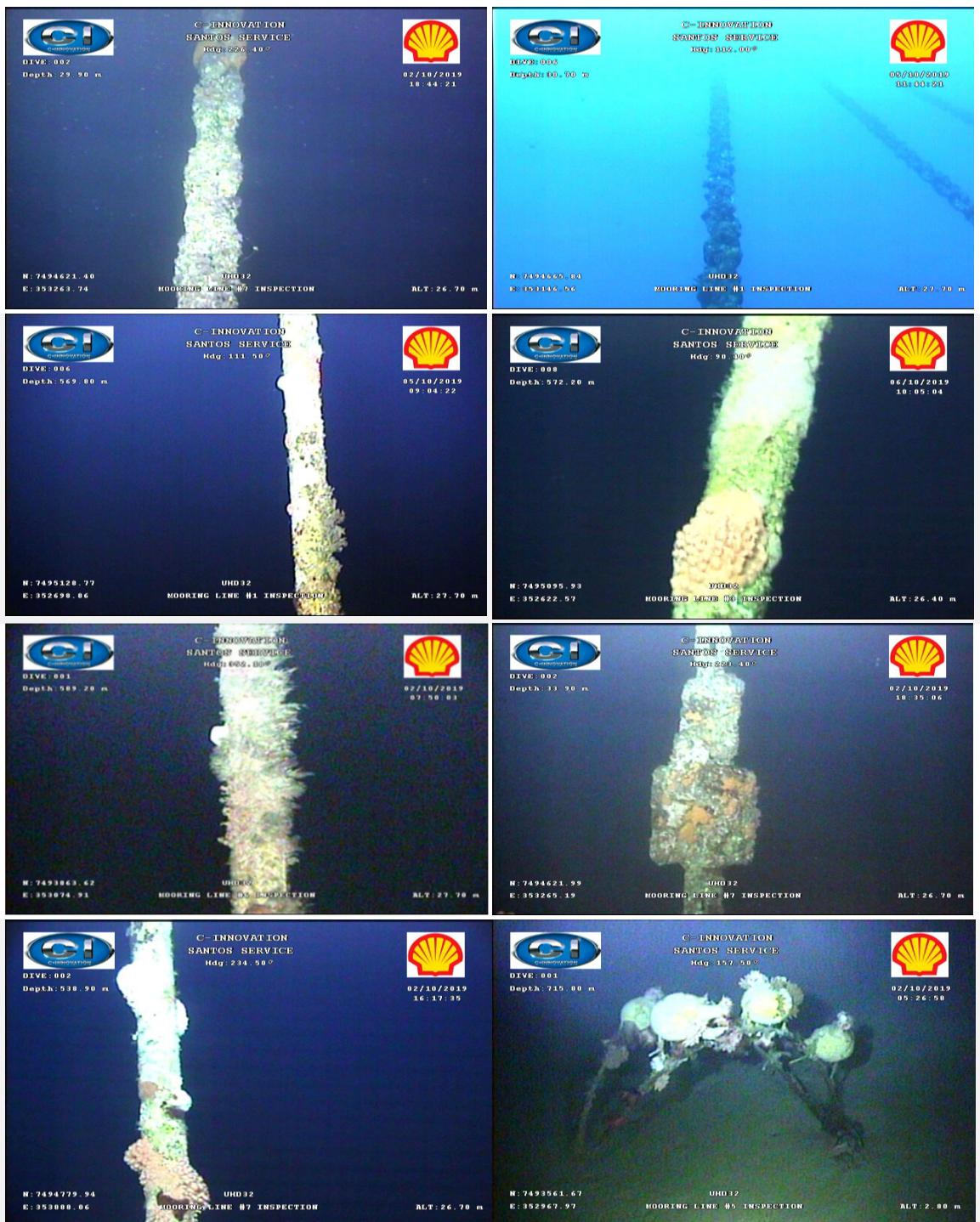


Figura 7.1.1.4 – Bioincrustação observada ao longo da extensão vertical das linhas de ancoragem na porção submarina dos campos de BJSA.

7.2 DIAGNÓSTICO DOS CORAIS DE PROFUNDIDADE E FAUNA ASSOCIADA NOS CAMPOS DE BIJUPIRÁ E SALEMA - DESCONEXÃO DO FPSO FLUMINENSE

O Anexo VIII deste PDI Executivo do FPSO Fluminense apresenta os resultados das campanhas de observação dos corais de profundidade e fauna associada com foco na desconexão do FPSO, quando serão removidos os risers, umbilicais, UTAs e linhas de ancoragem.

O Diagnóstico dos corais de profundidade e fauna associada nos campos de BJSA com foco sobre o descomissionamento do sistema submarino será apresentado no PDI Executivo do sistema submarino.

7.3 INTER-RELAÇÃO COM PROJETOS DE MITIGAÇÃO E MONITORAMENTO DE IMPACTOS AMBIENTAIS

Durante o descomissionamento dos campos de BJSA, os Projetos Ambientais continuarão a ser implementados em consonância com suas condicionantes específicas da RLO No. 336/2003.

O **Projeto de Controle da Poluição (PCP)** seguirá com sua implementação conforme requerido pela Condicionante Específica 2.7 da RLO nº 336/2003, objetivando o adequado gerenciamento dos resíduos, rejeitos e efluentes gerados no FPSO Fluminense e embarcações de apoio.

Em 2022, após orientação da COPROD/IBAMA sobre a retomada do **Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT)**, que se encontrava suspenso desde Maio de 2021 por determinação do OFÍCIO-CIRCULAR Nº 10/2021/COPROD/CGMAC/DILIC, a SBPL adaptou o seu material didático e adotou uma plataforma online (EdApp) para a implementação do curso básico do projeto, garantindo assim o seu atendimento à condicionante específica 2.5 da RLO nº 336/2003, e, tendo como objetivo principal, informar seu público alvo quanto aos impactos e medidas mitigadoras também desta etapa do empreendimento. É importante destacar que desde 2021, a Shell tem participado de reuniões com as demais operadoras, no âmbito do Subcomitê do PEAT buscando a padronização de elementos do projeto e que, portanto, todo o material desenvolvido na plataforma adotada se encontra alinhado com os entendimentos do grupo até a sua construção.

O **Projeto de Comunicação Social (PCS)** continuará a ser implementado, em consonância com ações de comunicação social das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural nos campos de Bijupirá & Salema (condicionante

específica 2.4 da RLO nº 336/2003), tendo como objetivo informar às partes interessadas da área de influência sobre esta etapa de conclusão do empreendimento, suas atividades específicas e as referentes limitações de uso do espaço marítimo, bem como os demais impactos e medidas de mitigação.

Importante destacar que, além da área de influência já considerada para a atividade convencional de produção, esse projeto poderá contemplar novos municípios cuja frota pesqueira artesanal utiliza área similar à das operações de apoio às atividades de descomissionamento, no caso do emprego de bases de apoio marítimas distintas da fase de produção.

Destacamos que, desde 2018, as ações de comunicação social na Bacia de Campos têm sido realizadas de forma articulada entre as operadoras, no âmbito do Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Campos – PCSR-BC (Processo Nº 02001.024041/2018-44 COPROD/CGMAC/DILIC) e, desde 2021, vinculadas ao Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural (Plano Macro) – Processo Ibama Nº 02001.032727/2019-90. Em 2022 o Ibama lançou o Programa Macrorregional de Comunicação Social (PMCS) - Processo IBAMA nº 02001.007596/2022-16, em substituição ao PCSR-BC. Atualmente, a implementação do PMCS contempla ações visando o desenvolvimento do Portal Online do Plano Macro, bem como ações executadas de forma individualizada pelas operadoras, conforme Informação Técnica nº 22/2019-COPROD/CGMAC/DILIC, reiterada pelo Parecer Técnico nº 506/2021-COPROD/CGMAC/DILIC.

No caso da SBPL, a principal linha de ação individualizada continuada inclui atividades de comunicação social no Projeto de Educação Ambiental (PEA), assim como o encaminhamento de material informativo abordando canais de comunicação, atividades a serem realizadas, unidades marítimas envolvidas, seus impactos e medidas de mitigação, dentre outros temas. Tal material é distribuído para as instituições representantes da pesca artesanal da área de influência dos empreendimentos da SBPL, considerando o cronograma de atividades.

Por fim, informamos que as atividades de comunicação social referentes ao PMCS/Plano Macro estão sendo reportadas com base em cronograma próprio em seu processo administrativo específico. Já as atividades individualizadas do Projeto de Comunicação Social da SBPL continuam sendo reportadas anualmente em seus processos de licenciamento, com a submissão de relatório completo até 31 de março de cada ano.

Os Projetos de Educação Ambiental (PEA) são regidos pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 01/10 e referente INSTRUÇÃO NORMATIVA Nº 02/2012. **O Quipea, Quilombos no Projeto de Educação Ambiental**, é o PEA condicionante das Licenças de Operação das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás

natural nos campos de Bijupirá & Salema e Parque das Conchas, desde 2009 (Condicionante específica 2.5 da RLO nº 336/2003 e Condicionante específica 2.6 da RLO nº 847/2009).

Na iminência do final das atividades de produção em BJSA, a Shell solicitou orientações específicas à COPROD/IBAMA sobre a implementação do PEA (Shell-ER-8118-2020, SHELL-ER-8589-2021 e SHELL-ER-8697-2021). Em resposta, a referida Coordenação passou orientações específicas, considerando tanto a situação de iminente final das atividades de produção quanto o momento de avaliação da efetividade da mitigação de impactos pela qual estrão passando todos os PEAs da Bacia de Campos (Ofício N° 81/2021/COPROD/CGMAC/DILIC e Ofício N° 110/2021/COPROD/CGMAC/DILIC).

Assim, o PEA (Quipea) planejou as atividades da próxima etapa contemplando todas as recomendações do Ibama: incluindo atividades de caracterização e avaliação dos resultados de todas as fases do projeto, assim como ações que criem condições para autonomia das comunidades na manutenção das conquistas trazidas ou alavancadas pelo Quipea e, ainda, atividades de comunicação social. O Plano de Trabalho do Quipea Fase 4 foi encaminhado em 29 de dezembro de 2021 (SHELL-ER-10194-2021) e aprovado em 17 de março de 2022, pelo Parecer Técnico N° 124/2022 COPROD/CGMAC/DILIC, encaminhado por meio do Ofício N° 162/2022 COPROD CGMAC/DILIC. Desde junho de 2022, o Projeto está na sua quarta fase de execução, prevista para se encerrar em 2024.

O **Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)** tem como objetivo avaliar a qualidade da água do mar em função do descarte de água produzida pelo FPSO Fluminense, com base nos requerimentos estabelecidos na Resolução CONAMA nº357/05, além de verificar o enquadramento do corpo hídrico requerido pela Resolução CONAMA nº393/07. Desta forma, após a saída do FPSO de sua locação o projeto será descontinuado, pois não ocorrerão mais descartes ao mar provenientes daquela unidade nos Campos de Bijupirá & Salema.

Conforme solicitado pela COPROD/CGMAC/IBAMA, está sendo apresentado neste PDI Executivo uma proposta de Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento (PMPD), endereçando nesta primeira fase a desconexão do FPSO Fluminense.

O **Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX)** é implementado visando atender a todas as atividades de exploração e produção da Shell no Brasil. Será mantido o alinhamento com o projeto aprovado, contemplando a etapa do descomissionamento. Serão mantidas as estratégias para prevenir, monitorar e controlar a presença de espécies invasoras incrustantes nas embarcações que atuarem em apoio às atividades de descomissionamento, FPSO Fluminense, respectivas rotas de navegação, risers, amarras e demais linhas que serão removidas, com foco sobre o

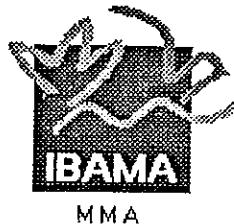
Coral Sol. Na navegação do FPSO Fluminense para o estaleiro de reciclagem serão tomadas as medidas apresentadas no **Plano de Ações para Prevenção e Controle da disseminação do Coral Sol pelo FPSO Fluminense**, a ser apresentado e submetido à aprovação dos reguladores.

8.0 ANEXOS

Número	Descrição
Anexo I	Licenças Ambientais
Anexo II	Inventário de Poços
Anexo III	Descrição da Unidade Marítima (DUM – SGSO)
Anexo IV	Mapa de Localização do Sistema de Produção
Anexo V	Diagrama Unifilar
Anexo VI	Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento (PMPD) - Desconexão do FPSO Fluminense
Anexo VII	Incrustação Biológica
Anexo VIII	Diagnóstico dos corais de profundidade e fauna associada nos campos de BJSA - desconexão do FPSO Fluminense
Anexo IX	Potenciais Destinos do FPSO Fluminense
Anexo X	Estimativa de Custos

Anexo I

Licenças Ambientais



Fls.	234
Proc. N.	41880
Rubrica	
El	

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS
RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS

OFÍCIO IBAMA/DILIQ/ELPN Nº 420/02

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2002.

Prezado Senhor,

Cumprimentando V.Sa., reportamo-nos ao licenciamento ambiental da atividade pertinente ao Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá / Salema, (Processo IBAMA nº 02022.004188/01-13).

Em atendimento ao requerimento para a obtenção da Licença de Instalação – LI para a atividade, estamos encaminhando, em anexo, a Licença de Instalação nº 204/2002, concedida no dia 08.11.02, que deverá ser publicada conforme determina a Resolução CONAMA nº 006/86. As cópias das referidas publicações deverão ser encaminhadas a este IBAMA. Ressaltamos que a não publicação da LI ou sua publicação em desacordo com os prazos previstos na citada Resolução a tornam sem validade, implicando na necessidade da emissão de uma nova licença, sendo os respectivos custos de responsabilidade da Enterprise.

Também estamos encaminhando, em anexo, o Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 125/02, de 08.11.02, que subsidiou a emissão da referida Licença de Instalação – LI.

Informamos que a Lei Federal nº 9.960, de 28.01.00, que definiu os preços dos serviços do IBAMA, incluindo a cobrança dos custos operacionais referentes à análise e às vistorias de projetos, quando da concessão das licenças ambientais, bem como das autorizações que se fizerem necessárias. Nesse sentido, a Enterprise deverá efetuar os pagamentos referentes à LI nº 204/2002, conforme as seguintes instruções:

1. Documentos para pagamento da LICENÇA DE INSTALAÇÃO: utilizar duas guias do Documento de Recolhimento de Receitas – DR, uma referente ao pagamento da Licença e a outra à Análise dos Documentos, preenchendo com os códigos abaixo discriminados:

1.1 LICENÇA

No item **especificação**, escrever:

Código 5017 – LICENÇA DE INSTALAÇÃO – Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupira / Salema , Bacia de Campos

No item **valor do documento**, escrever:

Valor: R\$ 44.800,00

Anexos.

Ilmo Sr.

Martin E. Macfaddyen

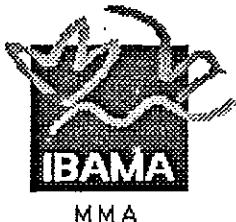
Diretor Geral

Enterprise Oil do Brasil Ltda.

Praia de Botafogo, 440 – 22º andar

Botafogo

22.250-040 – Rio de Janeiro - RJ



FIs,	235
Proc. N.	41880
Fabrica	

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

1.2 ANÁLISE

No item **especificação**, escrever:

Código 5027 – ANÁLISES DE DOCUMENTOS –

No item **valor do documento**, escrever: Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá / Salema , Bacia de Campos

Valor: R\$ 48.004,11

2. Local do Pagamento: qualquer agência bancária autorizada.

Logo após o pagamento, solicitamos a gentileza de enviar para este Escritório as cópias dos DR's, devidamente autenticados, para que se possa dar continuidade ao processo de licenciamento.

Em anexo, estão sendo encaminhadas as Tabelas de h/h, referentes a cada técnico que participou do processo de concessão da Licença de Instalação, acompanhadas da respectiva Planilha de Custos.

Ao renovar protestos de estima e consideração, colocamo-nos à disposição de V.Sa. para quaisquer informações adicionais.

Atenciosamente,

Mariza de Azevedo
Responsável pelo Escritório de Licenciamento
das Atividades de Petróleo e Nuclear



EMPREENDEDOR: Enterprise Oil do Brasil Ltda.
EMPREENDIMENTO: Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá / Salema, Bacia de Campos
PROCESSO IBAMA Nº: 02022.004188/01-13

TÉCNICOS	DURAÇÃO (H/H)
Alexandre Luiz Neves Borges	92:45
Angela Sehbe Rizzo	1:00
Anídio César Torres Corrêa	2:00
Gabriel Botelho Marchioro	31:00
Glória Maria dos Santos Marins	30:00
Heitor Augusto de Moraes Tozzi	19:00
João Carlos Tse Chaves	57:00
Lucia Helena da Costa Silva	3:00
Luciana Mançor Lacerda	97:15
Luciara Duarte Figueira	18:45
Mara Lúcia de Oliveira	4:00
Maria Renata Caetano dos Anjos	3:00
Mariza de Azevedo	8:10
Ricardo Silva Varotto	1:00
Sebastião Weiber Cavalari Junior	127:05
TOTAL	495:00

Última atualização: 08 de novembro de 2002.

Hh037-Q2

Fls. 245
 Proc. N.º 41880
 .../.../.../...



LICENÇA E AVALIAÇÃO / ANÁLISE AMBIENTAL

EMPREENDEDOR: Enterprise Oil do Brasil Ltda.

EMPREENDIMENTO: SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DOS CAMPOS DE BIJUPIRÁ / SALEMA, BACIA DE CAMPOS

PROCESSO IBAMA No.: 02022.004188/01-13

Valor da Análise	K	+	(Ax BxC)	+	(DxExF)
	2.285,91		45.718,20		0,00

Onde:

A	No. De Técnicos envolvidos na análise	15
B	No. De horas/homem necessárias para análise	33
C	Valor em reais da hora/homem + OS	92,36
	Hora/homem	50,00
	OS = Obrigações Sociais (84,71% hora/homem)	42,36
D	Despesas com viagem	0,00
E	No. De técnicos que viajaram	0,00
F	No. De viagens necessárias	0,00
K	Despesas Administrativas (5% de Ax BxC + DxExF)	2.285,91

Valor da Análise	K + (Ax BxC) + (DxExF)	48.004,11
------------------	------------------------	-----------

Valor da Licença de Instalação		44.800,00
--------------------------------	--	-----------

Valor Total (Valor da Análise + Valor da Licença)		92.804,11
---	--	-----------

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2002.

pc037-02



PARECER TÉCNICO ELPN/IBAMA Nº 125/02

ASSUNTO: Relatório de Avaliação Ambiental –RAA para o licenciamento ambiental do Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá/Salema, Bacia de Campos.
INTERESSADO: Enterprise Oil do Brasil Ltda.
PROCESSO: 02022.004188/01-13

I - INTRODUÇÃO:

Este Parecer Técnico apresenta a análise dos esclarecimentos e complementações do Relatório de Avaliação Ambiental – RAA para o licenciamento ambiental do Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá/Salema, Bacia de Campos, apresentados pela Enterprise Oil do Brasil Ltda em resposta aos Pareceres Técnicos ELPN/IBAMA nº 059/02 e nº 103/02, de 11.06.02 e 20.09.02 respectivamente.

Os esclarecimentos e complementações do Estudo de Avaliação Ambiental – RAA para o Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá/Salema, Bacia de Campos, foram elaborados pela empresa HABTEC Engenharia Ambiental, sendo encaminhados pela Enterprise Oil do Brasil Ltda através da correspondência (RAB-IBM)-008 de 02.10.02.

O objetivo da presente análise é fornecer subsídios técnicos ao IBAMA para a emissão da Licença de Instalação - LI e, subseqüentemente, da Licença de Operação – LO para a atividade em questão. A Licença de Instalação será concedida após análise e aprovação do RAA - Estudo de Avaliação Ambiental.

II - ANÁLISE:

Para facilitar o acompanhamento dos comentários relativos à análise do atendimento das pendências identificadas nos pareceres técnicos supracitados, será obedecida a ordem dos itens utilizada no Termo de Referência ELPN/IBAMA Nº 011/02, estabelecido para a atividade em 01.02.02.

II.1 - IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE E DO EMPREENDEDOR

II.1.3 - Identificação da Unidade de Produção

A Empresa informou que: "Os registros legais da Unidade de Produção FPSO Fluminense serão obtidos após a chegada da embarcação no país, prevista para Março de 2003. Em seguida, serão submetidos ao ELPN/IBAMA previamente à vistoria técnica a ser realizada a bordo da embarcação."

Este ELPN/IBAMA ressalta que a apresentação dos certificados requisitados no Termo de Referência ELPN/IBAMA nº 011/02 são fundamentais para obtenção da Licença de Operação.

Item não atendido.

II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.4 – DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

O ELPN/IBAMA, através do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 103/02, solicitou a apresentação da caracterização da toxicidade do óleo produzido, conforme solicitado no item II.2.4 (I) do Termo de Referência nº 011/02, considerando a ocorrência pretérita de produção de óleo nos campos de Bijupirá e Salema. A Empresa informou



que: "Estão sendo realizados testes de toxicidade aguda com o misidáceo *Mysidopsis juniae* e crônica com o estágio larval do ouriço *Lytechinus variegatus* na fração hidrossolúvel do óleo produzido." E informou também que logo possível, encaminhará os resultados dos testes.

Item não atendido.

II.4 - ÁREA DE INFLUÊNCIA DA ATIVIDADE

A Empresa retornou a complementação da descrição da Área de Influência da Atividade sem contudo realizar as alterações solicitadas por este ELPN/IBAMA. Desta forma, a Área de influência da atividade deverá ser rerepresentada de acordo com o estabelecido no Parecer Técnico nº 103/02, de 20.09.02.

Item não atendido.

II.5 – DIAGNÓSTICO AMBIENTAL

II.5.1 - MEIO FÍSICO

II.5.1.2 – Geologia e Geomorfologia

Item atendido.

II.5.1.3 – Oceanografia

Item atendido.

II.7 – MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS E PROJETOS DE CONTROLE E MONITORAMENTO

Este ELPN/IBAMA considerou adequada a proposta apresentada pela empresa com relação a apresentação de um relatório consolidado, após a revisão das informações sobre as formações coralíneas detectadas no âmbito das operações do ROV e Side Scan Sonar na área de instalação. Contudo, caso o estudo demonstre relevância ou este órgão ambiental julgue necessário, um estudo mais aprofundado será solicitado.

II.7.1 – PROJETO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL

Item atendido. Contudo, a caracterização das propriedades físico-químicas da água de produção a ser realizada, deverá acrescentar o Hg e o Cr na análise dos metais.

II.7.2 – PROJETO DE CONTROLE DA POLUIÇÃO

A Licença de Operação da empresa Vitória Comércio de Aparas de Papel Ltda., teve sua validade expirada em 07 de novembro de 2002. Deverá ser apresentada a respectiva Renovação da Licença emitida pelo órgão ambiental competente.

A Empresa informou que a declaração da empresa Samal Serviço Autônomo de Meio Ambiente e Limpeza Urbana, informando sua condição de receptora de resíduos hospitalares encontrava-se no Anexo 2, porém a declaração constante no Anexo citado é da empresa Consórcio Intermunicipal de Resíduos Sólidos do Norte do Estado do Espírito Santo. Esclarecer qual a ligação entre as empresas e caso não haja, quem efetivamente receberá os resíduos hospitalares.

Referente ao re-refino de óleos usados, a Empresa informou que a unidade da Lwart a ser utilizada é a de Lençóis Paulista (SP). No anexo 8 do RAA foi apresentada a declaração da Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Linhares, informando que o processo referente à Licença de Operação, solicitada pela empresa, encontra-se em tramitação naquela secretaria, estando esta declaração datada de 13 de setembro de 2000. Solicita-se uma posição atualizada desse processo, perante o órgão ambiental citado.

Item não atendido.



231
... 4180/1
...

II.7.3 - PROJETO DE COMUNICAÇÃO SOCIAL

Item atendido, contudo conforme descrito no Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº103/02, este item estaria atendido com a observância de algumas solicitações pertinentes ao Projeto encaminhado. Consideramos que as solicitações referentes aos sub ítems a e b correspondam a ações previstas para a fase de execução do referido Projeto de Comunicação Social, as quais serão reportadas no relatório encaminhado a este escritório. No entanto, entendemos que as solicitações pertinentes aos sub ítems c e d, correspondam a ações concernentes ao planejamento da estratégia a ser desenvolvida, cujo dimensionamento se dá em função do público-alvo já definido pelo Projeto. Reiteramos nossas solicitações:

1. Informar o número e locais das reuniões com o setor pesqueiro; e,
2. Informar a tiragem inicial dos folheios e os principais locais de distribuição.

II.7.4 - PROJETO DE EDUCAÇÃO AMBIENTAL

Tendo em vista a dinâmica de alternância de gestão das entidades de pesca e os problemas enfrentados por esta categoria elencados no estudo apresentado, entendemos que o período de intervalo previsto para a execução das campanhas de Educação Ambiental (cinco anos) é demasiado longo para a realização do conjunto das mesmas, podendo assim, comprometer o alcance dos objetivos propostos. Solicitamos que sejam feitas campanhas a cada dois anos.

Item não atendido.

II.7.5 – PROJETO DE TREINAMENTO DOS TRABALHADORES

Item atendido. Entretanto, informamos que a avaliação da periodicidade do treinamento, após o primeiro semestre, deverá ser objeto de análise deste ELPN a partir dos resultados apresentados no Projeto de Controle da Poluição.

II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS E PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

II.8.1 – Análise de Riscos

Em relação às HAs 85 e 86 (Quesito 24), foi informado que os três procedimentos sugeridos estariam indicados nas planilhas das HAs. A análise do quesito e das planilhas demonstrou que apenas um procedimento foi adotado (a não realização do abastecimento de diesel em condições adversas de mar).

Ressaltamos que os outros dois procedimentos são considerados importantes, pois um visa reduzir a frequência de colisão entre embarcações, tendo caráter preventivo (posicionamento do barco de diesel de modo que a corrente o afaste do FPSO em caso de perda de propulsão) e o outro atuaria na minimização das consequências de um possível vazamento (alocação de recursos no local para uso imediato).

Solicita-se, portanto, uma nova reavaliação da empresa quanto a estes dois procedimentos e a reapresentação da planilha de APP em caso de incorporação à rotina operacional da empresa.

Item não atendido.

II.8.3 – Plano de Emergência Individual

Nesta complementação a Empresa não procedeu à apresentação de uma nova versão do Plano de Emergência Individual para combate a derrame de óleo no mar, conforme solicitado no Parecer Técnico ELPN/IBAMA Nº 059/02, de 11.06.02.

Reitera-se o atendimento, considerando que a aprovação do Plano de Emergência Individual é imprescindível para possibilitar a emissão da futura Licença de Operação para a atividade e salientando também a



obrigatoriedade de incorporação de um exemplar da versão do PEI aprovado no processo técnico-administrativo de licenciamento ambiental da atividade.
Item não atendido.

II.12 - ANEXOS

A Empresa apresentou os documentos integrantes do RAA traduzidos para a língua portuguesa, conforme solicitado por este ELPN/IBAMA. A Empresa apresentou as características dos produtos químicos em português e informou que assim que receber dos fabricantes as fichas dos produtos químicos, traduzidas para a língua portuguesa, remeteria ao ELPN/IBAMA, porém este ELPN/IBAMA considera suficientes as informações apresentadas no Anexo a respeito dos produtos químicos.

Item atendido.

II.13 - EQUIPE TÉCNICA

Item atendido.

III – COMENTÁRIOS GERAIS:

Em 09.07.02, foi realizada neste ELPN/IBAMA uma reunião solicitada pela Enterprise Oil do Brasil Ltda. A referida reunião teve como principais objetivos propor que o PEI fosse apresentado após a emissão da LI, e obter informações relativas ao prazo para emissão do parecer técnico, com vistas à obtenção da LI.

Em 01.08.02, foi realizada neste ELPN/IBAMA uma reunião solicitada pela Enterprise Oil do Brasil Ltda, cuja pauta principal abordava o Projeto de Monitoramento Ambiental.

Em 13.08.02, foi realizada neste ELPN/IBAMA uma nova reunião solicitada pela Enterprise Oil do Brasil Ltda, sendo seu principal objetivo discutir alguns pontos do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 059/02 com relação à análise de riscos.

O ELPN/IBAMA, através do ofício IBAMA/DLQA/ELPN - Nº 350/02 de 20.09.02, encaminhou à Enterprise Oil do Brasil Ltda o Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 103/02, de 20.09.02, referente à análise parcial do Relatório de Avaliação Ambiental – RAA, realizada com base na verificação do atendimento ao Termo de Referência ELPN/IBAMA nº 011/02, estabelecido para a atividade em 01.02.02.

A Enterprise Oil do Brasil Ltda, através de correspondência (RAB-IBM)-008 de 02.10.02, recebida neste ELPN/IBAMA em 04.10.02, encaminhou o relatório de informações complementares ao RAA do projeto de Bijupirá & Salema, visando o atendimento aos Pareceres Técnicos ELPN/IBAMA nº 059/02, de 11.06.02, e ELPN/IBAMA nº 103/02, de 20.09.02.

Os Projetos Ambientais apresentados e suas complementações, para o Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá/Salema, Bacia de Campos, deverão ser implementados. Deverá ser emitido um relatório das instalações realizadas, reportando os controles ambientais adotados, bem como um relatório referente a cada um dos projetos ambientais, conforme conteúdo e periodicidade definidos neste Parecer Técnico. Os relatórios relativos a cada um dos Projetos, deverão ser assinados e ter suas páginas rubricadas pelo responsável técnico indicado no estudo, contemplando, entre outras, as seguintes informações:



Projeto de Monitoramento Ambiental

O Monitoramento Ambiental deverá ser implementado de acordo com o projeto apresentado no RAA e aprovado pelo ELPN/IBAMA. Os Relatórios deverão ser elaborados e enviados ao ELPN/IBAMA em data compatível fixada em condicionante específica. Os relatórios deverão encontrar-se devidamente assinados pelos técnicos responsáveis indicados no RAA e acompanhado dos laudos técnicos das análises realizadas. Os especialistas que participarem do projeto deverão rubricar as páginas referentes às áreas a que são responsáveis. O relatório de monitoramento ambiental deverá contemplar, entre outros, os seguintes pontos:

1. Descrição dos métodos de coleta, armazenamento e análise das amostras.
2. Apresentação dos dados obtidos, em forma de tabela e na forma gráfica.
3. Discussão da representatividade das amostras e dados obtidos.
4. Análise integrada dos resultados.
5. Discussão sobre o alcance dos objetivos e metas propostos, considerando a efetividade e representatividade dos indicadores ambientais utilizados.
6. Conclusão final acompanhada, quando pertinente, de sugestões e/ou propostas de adaptações do projeto.
7. Bibliografia.
8. Fotos e/ou outra documentação que ilustrem a implantação e desenvolvimento do Programa.

Projeto de Controle da Poluição

O relatório deverá conter as seguintes informações:

1. A descrição detalhada de todas as ações que foram e estão sendo tomadas para se alcançar cada objetivo proposto, e aprovado pelo ELPN/IBAMA.
2. Apresentar tabela de gerenciamento de resíduos, com os seguintes dados, quando cabíveis:
 - 2.1.1. volume mensal de resíduos gerados;
 - 2.1.2. respectiva classificação segundo NBR 10.004;
 - 2.1.3. localização das instalações utilizadas para o armazenamento dos resíduos;
 - 2.1.4. forma de tratamento;
 - 2.1.5. forma de armazenamento;
 - 2.1.6. forma de descarte;
 - 2.1.7. percentual de resíduos descartados;
 - 2.1.8. percentual de resíduos reciclados;
 - 2.1.9. empresa responsável pela coleta;
 - 2.1.10. empresa responsável pelo transporte;
 - 2.1.11. empresa responsável pela destinação final.
3. Apresentar tabela de gerenciamento de efluentes líquidos, com os seguintes dados, quando cabíveis:
 - 3.1.1. volume mensal de efluentes gerados;
 - 3.1.2. fonte geradora;
 - 3.1.3. localização das instalações utilizadas para o armazenamento e/ou tratamento dos efluentes;
 - 3.1.4. tratamentos aplicados aos efluentes;
 - 3.1.5. percentual de efluentes tratados;
 - 3.1.6. percentual de efluentes descartados.
4. Apresentar os resultados referentes à eficiência do Projeto, na forma de gráficos, elaborados com base nos dados obtidos na tabela de gerenciamento, seguidos de breve discussão sobre o alcance dos objetivos e metas propostos. Informar, ainda, se o indicador utilizado foi (está sendo) representativo. Deverão ser apontados, também, os problemas e dificuldades encontrados durante a atividade, bem como as ações implementadas para sua solução ou aprimoramento.
5. Documentação comprobatória do encaminhamento dos resíduos para tratamento/disposição.
6. Fotos e/ou outra documentação que ilustrem a implantação e o desenvolvimento do Projeto.



Sugere-se que os dados quantitativos sejam consolidados e apresentados na forma de uma tabela.

Projeto de Comunicação Social

O relatório deverá conter as seguintes informações:

1. Cópias das atas de reuniões efetuadas, reportando a participação de comunidades e atores sociais representados;
2. Discussão sobre o alcance dos objetivos e metas propostos, com base na avaliação do grau de implementação do projeto a partir dos indicadores relativos a cada meta;
3. Apresentação e análise de resultados parciais para cada meta;
4. Fotos e/ou outras formas de documentação visual que ilustrem as etapas de implementação das metas do Projeto; e,
5. Telefones de contato ou endereço dos atores sociais e institucionais componentes do público-alvo do projeto.

Projeto de Educação Ambiental

O relatório deverá conter as seguintes informações:

1. Discussão sobre o alcance dos objetivos e metas propostos, com base na avaliação do grau de implementação do projeto a partir dos indicadores relativos a cada meta; e,
2. Apresentação e análise de resultados parciais para cada meta; e,
3. Fotos e/ou outras formas de documentação visual que ilustrem as etapas de implementação das metas do Projeto.

Projeto de Treinamento Ambiental dos Trabalhadores

O relatório deverá conter as seguintes informações:

1. Discussão sobre o alcance dos objetivos e metas propostos, com base na avaliação do grau de implementação do projeto a partir dos indicadores relativos a cada meta;
2. Apresentação e análise de resultados parciais para cada meta;
3. Fotos e/ou outras formas de documentação visual que ilustrem as etapas de implementação das metas do Projeto;
4. Lista dos trabalhadores participantes de cada módulo do treinamento; e,
5. Apresentar conteúdos programáticos abordados em cada etapa do treinamento.

Além dos itens específicos de cada Projeto a ser implantado durante a execução da atividade, os relatórios de todos os projetos deverão conter:

- um balanço dos objetivos e das metas de cada projeto;
- apresentação do(s) indicador(es), sempre que possível quantificado(s) em forma gráfica, comparando-o(s) com a meta estabelecida;
- avaliação da efetividade do projeto, incluindo comentários para sua melhoria;
- caso ocorram distúrbios ambientais decorrentes da atividade de instalação, estes deverão ser descritos detalhadamente.

IV. CONCLUSÃO

Da análise das complementações e esclarecimentos do Relatório de Avaliação Ambiental – RAA, apresentado pela PETROBRAS em atendimento aos Pareceres Técnicos ELPN/IBAMA nº 059/02 e nº 103/02, de 11.06.02 e 20.09.02 respectivamente, visando o licenciamento ambiental do Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá/Salema, Bacia de Campos, conclui-se que restam pendências a serem atendidas pela Empresa, conforme comentários técnicos expostos ao longo deste Parecer Técnico.



242
4188/0
ef

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
DIRETORIA DE LICENCIAMENTO E QUALIDADE AMBIENTAL
ESCRITÓRIO DE LICENCIAMENTO DAS ATIVIDADES DE PETRÓLEO E NUCLEAR

Entretanto, o ELPN/IBAMA considera que as pendências ainda constatadas com relação à identificação da Unidade de Produção, Descrição das Atividades, Área de Influência da Atividade, aos Projetos Ambientais, à Análise de Riscos e ao Plano de Emergência Individual não são impeditivas para a emissão da Licença de Instalação, podendo ser determinado o prazo para atendimento das mesmas através do estabelecimento de condicionantes específicas.

Salienta-se que para a emissão da Licença de Operação será necessário o atendimento das solicitações pertinentes à LO constantes deste Parecer e dos Pareceres Técnicos ELPN/IBAMA nº 059/02 e nº 103/02, de 11.06.02 e 20.09.02 respectivamente, em especial com relação à aprovação do Plano de Emergência Individual, bem como a apresentação do PCA e a realização de vistoria técnica na unidade de produção FPSO Fluminense, assim como nos locais e embarcações que contenham os equipamentos e materiais para combate à derrame de óleo no mar.

Desta forma, em atenção ao requerimento para a obtenção da LI apresentado pela ENTERPRISE OIL DO BRASIL LTDA em 22.03.02 e considerando o cronograma apresentado pela Empresa, sugerimos a concessão da Licença de Instalação até o dia 08 de novembro de 2003, com as seguintes condicionantes:

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 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 a data de início e do término das atividades de instalação.
- 2.2 Implantar, imediatamente, os projetos apresentados, incorporando as diretrizes e comentários técnicos constantes do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 125/02, de 08.11.02.
- 2.3 Apresentar, semestralmente, relatórios das instalações realizadas, reportando os controles ambientais adotados, bem como um relatório referente a cada um dos seguintes projetos ambientais, atendendo às diretrizes constantes do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 125/02, de 08.11.02:
 - a) Projeto de Monitoramento Ambiental
 - b) Projeto de Comunicação Social;
 - c) Projeto de Educação Ambiental;
 - d) Projeto de Controle de Poluição;
 - e) Projeto de Treinamento Ambiental dos Trabalhadores.
- 2.4 Atender, no prazo de até 60(sessenta) dias após a emissão desta Licença de Instalação, as solicitações do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 125/02, de 08.11.02 necessárias à concessão da LO.
- 2.5 Os resíduos gerados durante a atividade de instalação, ou destes decorrentes, não poderão ser queimados a céu aberto.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
DIRETORIA DE LICENCIAMENTO E QUALIDADE AMBIENTAL
ESCRITÓRIO DE LICENCIAMENTO DAS ATIVIDADES DE PETRÓLEO E NUCLEAR

Fls. 223
Proc. N.º 41881
chri.a
el

- 2.6 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.
- 2.7 A compensação ambiental referente à atividade deverá ser efetivada por meio de convênio a ser firmado entre a Enterprise Oil do Brasil Ltda. e o IBAMA, no prazo de 90 (noventa) dias após a emissão desta LI.

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2002.

Alexandre Luiz Neves Borges, M.Sc.
Biólogo – QRB-2.29.799/02-D
Consultor Técnico IBAMA

Glória Maria dos Santos Marins, M.Sc.
Geóloga – CREA/RJ – 2001103938
Consultora Técnica IBAMA

João Carlos Tise Chaves
Engenheiro Químico – CRQ S03311295
Consultor Técnico IBAMA

Luciana Mançor Lacerda, M.Sc.
Engenheira Química – CREA 90103810-6
Consultora Técnica IBAMA

Luciana Figueira
Cientista Social
Consultora Técnica IBAMA

Sebastião Weiber Cavalari Junior
Oceanógrafo
Consultor Técnico IBAMA

De acordo, em 08.11.02
Mariza de Alzevedo
MARIZA DE ALZEVEDO
Responsável pelo Escritório de Licenciamento
das Atividades de Petróleo e Nuclear
ELPN/IBAMA



043
418801
9

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

LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 204/2002

O INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS – IBAMA, no uso das atribuições que lhe confere a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, que foi alterada pela Lei nº 7.804, de 20 de julho de 1989, e regulamentada pelo Decreto nº 99.274, de 06 de junho de 1990, e ainda com base na Portaria IBAMA nº 228/99-P, de 24 de março de 1999, RESOLVE:

Expedir a presente Licença de Instalação à:

EMPRESA: ENTERPRISE OIL DO BRASIL LTDA.

CNPJ: 02.715.260/0001-79

ENDEREÇO: Praia de Botafogo, nº 440, 22º andar - Botafogo

CEP: 22.250-040 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (0XX21) 2528-8000 **FAX:** (0XX21) 2528-8069

PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.004188/01-13.

autorizando a atividade de instalação da Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência FPSO Fluminense, nas coordenadas UTM-L 353.200 e UTM-N 7.494.605, em lâmina d'água de 705 metros, e respectivas instalações submarinas referentes ao Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos Campos de Bijupirá/Salema, Bacia de Campos, litoral do Estado do Rio de Janeiro.

Esta Licença de Instalação é válida até o dia 08 de novembro de 2003.

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.

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2002.

Carlos Henrique Abreu Mendes
Gerente Executivo do IBAMA no
Estado do Rio de Janeiro

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA DE INSTALAÇÃO Nº 204/2002

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 anuênciā 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, no prazo de até 30 (trinta) 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 Informar a data de início e do término das atividades de instalação.
- 2.2 Implantar, imediatamente, os projetos apresentados, incorporando as diretrizes e comentários técnicos constantes do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 125/02, de 08.11.02.
- 2.3 Apresentar, semestralmente, relatórios das instalações realizadas, reportando os controles ambientais adotados, bem como um relatório referente a cada um dos seguintes projetos ambientais, atendendo às diretrizes constantes do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 125/02, de 08.11.02:
 - a) Projeto de Monitoramento Ambiental
 - b) Projeto de Comunicação Social;
 - c) Projeto de Educação Ambiental;
 - d) Projeto de Controle de Poluição;
 - e) Projeto de Treinamento Ambiental dos Trabalhadores.
- 2.4 Atender, no prazo de até 60(sessenta) dias após a emissão desta Licença de Instalação, as solicitações do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 125/02, de 08.11.02 necessárias à concessão da LO.
- 2.5 Os resíduos gerados durante a atividade de instalação, ou destes decorrentes, não poderão ser queimados a céu aberto.
- 2.6 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.
- 2.7 A compensação ambiental referente à atividade deverá ser efetivada por meio de convênio a ser firmado entre a Enterprise Oil do Brasil Ltda. e o IBAMA, no prazo de 90 (noventa) dias após a emissão desta LI.



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

LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 336/2003

O PRESIDENTE DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, nomeado por Decreto s/nº de 03 de janeiro de 2003, publicado no Diário Oficial da União de 06/01/2003, no uso das atribuições que lhe confere o art 24 do Anexo I do Decreto nº 4 548, de 27 de dezembro de 2002, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, publicado no D O U da mesma data, e o Item VI do art 95 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 33.453.598/0015-29
ENDEREÇO Praia de Botafogo, nº 440, 18º a 21º andar - Botafogo
CEP 22.250-040 CIDADE: Rio de Janeiro UF: RJ
TELEFONE: (0XX21) 2528-8038 FAX: (0XX21) 2528-8069
PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022 004188/01-13.

autORIZANDO A ATIVIDADE DE PRODUÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DOS CAMPOS DE BIJUPIRÁ/SALEMA, ATRAVÉS DA OPERAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO FPSO FLUMINENSE, NAS COORDENADAS UTM-L 353.200 E UTM-N 7 494.605, EM LÂMINA D'ÁGUA DE 705 METROS, LOCALIZADA NA BACIA DE CAMPOS, LITORAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Esta Licença de Operação é válida até o dia 11 de julho de 2005

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, 17 JUL 2003

MARCUS LUIZ BARROSO BARROS
Presidente do IBAMA

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 336/2003

1. CONDIÇÕES GERAIS:

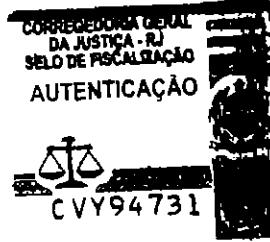
- 1 1 Esta Licença de Operação deverá ser publicada conforme o disposto no Art 10, § 1º, da Lei nº 6 938/81 e na Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA nº 006/86, sendo que as cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA
- 1 2 Quaisquer alterações nas especificações da atividade 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, no prazo de até 30 (trinta) dias antes de expirada a sua validade
- 1 5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar impacto ambiental

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

- 2 1 Apresentar, até 26/08/03, a Declaração de Conformidade emitida pelo DPC/Mannha do Brasil, referente a Unidade FPSO Fluminense, para a atividade de produção e armazenamento de petróleo e gás natural, conforme disposto no Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 108/03, de 11/07/03
- 2 2 No caso de não atendimento do item 2 1, esta Licença de Operação estará automaticamente suspensa, importando na imediata suspensão da atividade
- 2 3 Apresentar, até 25/08/03, a documentação comprobatória do atendimento às pendências detectadas na vistoria técnica, destacadas no item IV do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 108/03, de 11/07/03, bem como disponibilizar as unidades para nova vistoria
- 2 4 Implementar, imediatamente, os projetos ambientais incorporando as diretrizes e comentários técnicos constantes dos Pareceres Técnicos ELPN/IBAMA nº 096/03, de 24/06/03 e ELPN/IBAMA nº 108/03, de 11/07/03
- 2 5 Informar ao IBAMA a data efetiva do início da operação da atividade objeto desta Licença de Operação
- 2 6 Apresentar relatórios técnicos referentes às atividades desenvolvidas nos seguintes projetos e planos abaixo discriminados, com periodicidade semestral, a contar da data de emissão desta licença, incorporando as diretrizes e solicitações constantes do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 108/03, de 11/07/03
 - a) Projeto de Monitoramento Ambiental,
 - b) Projeto de Controle da Poluição,
 - c) Projeto de Comunicação Social,
 - d) Projeto de Educação Ambiental,
 - e) Projeto de Treinamento dos Trabalhadores,
 - f) Plano de Emergência Individual
- 2 7 Os resíduos gerados durante a atividade não poderão ser queimados a céu aberto
- 2 8 Não poderá ser descartado ao mar qualquer efluente que apresente TOG acima de 20 ppm, de acordo com a Resolução CONAMA nº 20/86
- 2 9 No caso da ocorrência de qualquer acidente que venha a causar dano ambiental, a continuação da atividade estará condicionada a manifestação 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 A compensação ambiental referente a atividade será efetivada por meio de convênio a ser firmado entre a PETROBRAS e o IBAMA, após manifestação da Câmara de Compensação Ambiental do IBAMA
- 2 12 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de prévia anuência do IBAMA
- 2 13 Apresentar até 05/02/04 a revisão do Plano de Emergência Individual, de acordo com as diretrizes e conteúdo mínimo estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 293/01

1º OFÍCIO DE NOTAS -
JOSE DE BRITTO FERREIRA FILHO - Notário N° 5657542
Av. Rio Branco 120 Sobreloja 10 Pj. Rei 2509 3006
Certifico que a presente é cópia
fiel do documento que foi exibido
como original

Rio de Janeiro, 23 de Agosto de 2003
JOSE CARLOS DA COSTA BARBOSA - Autorizado - PNS 1135
Valido somente com selo de Fiscalização - MPT-RJ - pag. 26





RENOVAÇÃO DA LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 336/2003

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 Renovação da Licença de Operação à:

EMPRESA: SHELL BRASIL LTDA.
CNPJ: 33.453.598/0001-23
ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200, Bloco 6
CEP: 22.640-102 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ
TELEFONE: (0XX21) 3984-7107 **FAX:** (0XX21) 3984-7998
PROCESSO IBAMA/MMA: Nº 02022.004188/01-13.

autorizando a atividade de produção do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos Campos de Bijupirá/Salema, através da operação da Unidade de Produção FPSO Fluminense, nas coordenadas UTM-L 353.200 e UTM-N 7 494.605, em lâmina d'água de 705 metros, localizada na Bacia de Campos, litoral do Estado do Rio de Janeiro.

Esta Renovação da Licença de Operação terá vigência até o dia 19 de novembro de 2017.

A validade desta Renovação da 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 da 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 OUT 2010

ABELARDO BAYMA
Presidente do IBAMA

CONDIÇÕES DE VALIDADE DA RENOVAÇÃO DA LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 336/2003

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

- 1.1 Esta Renovação da 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 Dar continuidade à implementação dos projetos abaixo discriminados, apresentando relatórios técnicos com periodicidade semestral, conforme diretrizes constantes do Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 123/05, de 31.08.2005:
 - a) Projeto de Monitoramento Ambiental;
 - b) Projeto de Comunicação Social;
 - c) Projeto de Educação Ambiental;
 - d) Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores
- 2.2 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.
- 2.3 Dar continuidade à implementação 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.
- 2.4 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.
- 2.5 O TOG da água produzida descartada no mar não deverá exceder o valor máximo diário de 42 ppm e a média mensal de 20 ppm.
- 2.6 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.
- 2.7 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de prévia anuência do IBAMA.
- 2.8 Deverão ser realizadas inspeções periódicas nas linhas e instalações submarinas, visando à prevenção de derrames e vazamentos, sendo encaminhada ao IBAMA cópia dos resultados dessa inspeção.
- 2.9 Realizar a cada dois anos Auditorias Ambientais independentes, segundo os critérios da Resolução CONAMA nº 306/02 de 05.07.2002, apresentando relatórios conforme Diretriz contida no Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 123/05, de 31.08.2005.
- 2.10 Firmar Termo de Compromisso com IBAMA referente à obrigação de Compensação Ambiental de que trata o Art. 36 da Lei Nº 9.985/00, após fixado em caráter final pelo IBAMA o valor da Compensação Ambiental e a respectiva destinação de seus recursos.





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

2^a Renovação da Licença de Operação nº 336/2003

O PRESIDENTE SUBSTITUTO DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, nomeado pela Portaria nº.106 MMA, publicada no Diário Oficial da União de 13 de maio de 2015, 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 Renovação da Licença de Operação (LO) nº 336/03 à:

EMPRESA: Shell Brasil Petróleo Ltda.

CNPJ: 10.456.016/0001-07

CTF: 5148972

ENDEREÇO: Av. das Américas, 4200 - bloco 06

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

TELEFONE: (21) 3984-7426 **FAX:** (21) 3984-7024

REGISTRO NO IBAMA: Nº 02022.004188/2001-21

Autorizando a operação do Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Bijupirá & Salema, na Bacia de Campos.

Esta Licença de Operação terá vigência até o dia 29 de novembro de 2023.

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

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

Data da emissão: 17/07/2003

Brasília-DF, 10 DEZ 2018

LUCIANO DE MENESES EVARISTO
Presidente Substituto do IBAMA

Condições de validade da Licença de Operação N° 336/03 - 2^a Renovação

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 do empreendimento deverão ser precedidas de anuência do IBAMA.

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

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

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

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

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

2.1 Elaborar e apresentar relatórios técnicos de operação do sistema de produção, em conformidade com as respectivas orientações do Parecer Técnico nº 284/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, e serem encaminhados anualmente ao IBAMA para acompanhamento das atividades desenvolvidas pela Shell.

2.2 Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE) de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.3 Desenvolver o Programa de Monitoramento Ambiental de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.4 Desenvolver o Projeto de Comunicação Social de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.5 Desenvolver o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios de acompanhamento anualmente.

2.6 Desenvolver Projetos de Educação Ambiental, de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.7 Dar continuidade ao 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 01/11.

Condições de validade da Licença de Operação N°336/03 - 2^a Renovação Continuação

- 2.8 Dar continuidade aos Planos de Emergência Individuais - PEI aprovados, realizando no mínimo um simulado por ano com cenário de descarga média de óleo no mar e com a viabilização da participação do IBAMA. Após a realização do simulado, deve-se encaminhar em até 45 dias o respectivo relatório com descrição e avaliação do exercício.
- 2.9 Implementar Sistema de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos, apresentando relatórios anuais em conformidade com as orientações do Parecer Técnico nº 284/2018-COPROD/CGMAC/DILIC.
- 2.10 Apresentar proposta para o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas no prazo máximo de 30 (trinta) dias, em conformidade com o determinado pelo Parecer Técnico nº 284/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, iniciando imediatamente sua implementação.
- 2.11 Atender às solicitações do Parecer Técnico nº 284/2018-COPROD/CGMAC/DILIC no prazo de 30 dias.
- 2.12 O TOG da água produzida descartada não deverá exceder o valor máximo diário de 42 ppm e a média mensal de 20 ppm, devendo ser atendidas aos itens apontados no Parecer Técnico nº 200/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI 3152517).
- 2.13 Encaminhar atualização do Projeto de Desativação, no mínimo 180 dias antes do início da desativação, que deve ser aprovado pelo IBAMA antes de sua implementação.
- 2.14 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de prévia anuência do IBAMA.
- 2.15 Realizar, a cada dois anos, Auditorias Ambientais independentes, segundo os critérios da Resolução CONAMA nº 306/02, de 5 de julho de 2002, e apresentar os relatórios em até 45 dias após sua conclusão.
- 2.16 Até que as adequações no tratamento e controle do descarte da água produzida sejam consideradas satisfatórias, não deverá ser autorizada a ampliação da produção do FPSO Fluminense através da interligação de novos poços produtores.
- 2.17 Regularização do gerenciamento de resíduos de TENORM, na forma e nos prazos dos pareceres Parecer Técnico nº 200/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI 3152517), Parecer Técnico nº 222/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI 3318284), Parecer Técnico nº 272/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI 3772984) e Parecer Técnico nº 326/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI 3955309).
- 2.18 Cumprir as obrigações relativas à Compensação Ambiental, previstas no art. 36 da Lei 9.985/2000, a partir da deliberação do Comitê de Compensação Ambiental Federal.

Anexo II

Inventário de Poços

ANEXO II - INVENTÁRIO DOS POÇOS BIJUPIRA E SALEMA

Item	Nome do poço, conforme cadastrado no sistema eletrônico da ANP	Nome do poço utilizado pelo operador	Número de identificação do poço fornecido pela ANP	Área sob contrato associada ao poço	Unidade de produção associada ao poço	Lâmina d'água (m)	LATITUDE E LONGITUDE (CRS SIRGAS 2000 /24S)		Tipo de completação (seca/molhada)	Finalidade, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 699/2017 ou superveniente;
1	1-RJS-428-RJS	1-RJS-428-RJS	742810182200	Bijupira	N/A	639.00	22° 37' 01,135" S	40° 25' 06,117" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro
2	1-RJS-412-RJS	1-RJS-412-RJS	742810182500	Bijupira	N/A	705.00	22° 38' 29,110" S	40° 24' 56,301" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro
3	1-RJS-373A-RJS	1-RJS-373A-RJS	742810182800	Salema	N/A	551.00	22° 37' 13,207" S	40° 27' 30,187" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro
4	1-RJS-373-RJS	1-RJS-373-RJS	742810177300	Salema	N/A	551.00	22° 37' 13,207" S	40° 27' 30,187" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro
5	3-RJS-437-RJS	3-RJS-437-RJS	742810183300	Bijupira	N/A	763.00	22° 39' 24,749" S	40° 24' 18,651" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
6	4-RJS-440-RJS	4-RJS-440-RJS	742810186400	Salema	N/A	498.00	22° 36' 37,837" S	40° 28' 00,653" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente
7	3-RJS-438-RJS	3-RJS-438-RJS	742810186900	Bijupira	N/A	737.00	22° 39' 48,376" S	40° 25' 37,123" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
8	3-RJS-439-RJS	3-RJS-439-RJS	742810190000	Salema	N/A	577.00	22° 37' 57,307" S	40° 27' 43,366" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
9	4-RJS-454-RJS	4-RJS-454-RJS	742810190300	Salema	N/A	594.00	22° 38' 31,977" S	40° 27' 58,739" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente
10	1-RJS-374-RJS	1-RJS-374-RJS	742810192400	Bijupira	N/A	853.00	22° 41' 51,548" S	40° 24' 34,094" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro
11	1-RJS-471-RJS	1-RJS-471-RJS	742810194000	Bijupira	N/A	796.00	22° 39' 20,528" S	40° 22' 55,720" W	N/A	Poço Exploratório Pioneiro
12	3-BJ-3-RJS	3-BJ-3-RJS	742810197400	Bijupira	N/A	820.00	22° 40' 14,804" S	40° 23' 32,317" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
13	3-BJ-2-RJS	3-BJ-2-RJS	742810199100	Bijupira	N/A	713.00	22° 37' 51,727" S	40° 23' 55,988" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
14	3-BJ-1-RJS	3-BJ-1-RJS	742810199800	Bijupira	N/A	655.00	22° 38' 15,591" S	40° 26' 04,992" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
15	3-BJ-5-RJS	3-BJ-5-RJS	742810202100	Bijupira	N/A	868.00	22° 40' 26,604" S	40° 21' 58,255" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
16	3-BJ-4-RJS	3-BJ-4-RJS	742810202900	Bijupira	N/A	797.00	22° 40' 32,060" S	40° 24' 43,898" W	N/A	Poço Exploratório de Extensão
17	9-BJ-6D-RJS	BJ-U-Pilot	74281019628	Bijupira	N/A	763.51	22° 39' 42,041" S	40° 24' 34,144" W	N/A	Poço Especial
18	7-BJ-7HP-RJS	BJ-Uy	74281019663	Bijupira	N/A	763.51	22° 39' 42,041" S	40° 24' 34,144" W	N/A	Poço Explotatório de Produção
19	7-BJ-7HP-RJS	BJ-Uz	74281019663	Bijupira	N/A	763.51	22° 39' 42,041" S	40° 24' 34,144" W	N/A	Poço Explotatório de Produção
20	7-BJ-7HPA-RJS	BJ-Ux	74281019803	Bijupira	FPSO Fluminense	763.51	22° 39' 42,041" S	40° 24' 34,144" W	Wet	Poço Explotatório de Produção
21	7-BJ-8H-RJS	BJ-Q	74281019724	Bijupira	N/A	764.79	22° 39' 42,568" S	40° 24' 32,423" W	N/A	Poço Explotatório de Produção
22	7-BJ-8HA-RJS	BJ-Q2	74281019736	Bijupira	FPSO Fluminense	764.79	22° 39' 42,550" S	40° 24' 34,183" W	Wet	Poço Explotatório de Produção
23	7-BJ-9H-RJS	BJ-W	74281019725	Bijupira	FPSO Fluminense	764.39	22° 39' 41,775" S	40° 24' 32,271" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
24	9-BJ-10D-RJS	BJ-T-Pilot	74281019732	Bijupira	N/A	765.39	22° 39' 41,660" S	40° 24' 30,153" W	N/A	Poço Especial
25	7-BJ-11HP-RJS	BJ-T	74281019768	Bijupira	FPSO Fluminense	765.39	22° 39' 41,660" S	40° 24' 30,153" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
26	9-BJ-12D-RJS	BJ-V-Pilot	74281019934	Bijupira	N/A	765.01	22° 39' 42,324" S	40° 24' 31,736" W	N/A	Poço Especial
27	9-BJ-12DA-RJS	BJ-Vz-Pilot	74281020046	Bijupira	N/A	765.01	22° 39' 42,324" S	40° 24' 31,736" W	N/A	Poço Especial
28	7-BJ-18HP-RJS	BJ-Vy	74281020167	Bijupira	N/A	765.01	22° 39' 42,324" S	40° 24' 31,736" W	N/A	Poço Explotatório de Produção
29	7-BJ-18HPA-RJS	BJ-Vx	74281020172	Bijupira	FPSO Fluminense	765.01	22° 39' 42,324" S	40° 24' 31,736" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção

ANEXO II - INVENTÁRIO DOS POÇOS BIJUPIRA E SALEMA

Item	Nome do poço, conforme cadastrado no sistema eletrônico da ANP	Nome do poço utilizado pelo operador	Número de identificação do poço fornecido pela ANP	Área sob contrato associada ao poço	Unidade de produção associada ao poço	Lâmina d'água (m)	LATITUDE E LONGITUDE (CRS SIRGAS 2000 /24S)		Tipo de completação (seca/molhada)	Finalidade, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 699/2017 ou superveniente;
30	8-BJ-13D-RJS	i-BJ-Y	74281019944	Bijupira	FPSO Fluminense	766.40	22° 39' 43,410" S	40° 24' 30,359" W	Molhada	Poço Explotatório de Injeção
31	8-BJ-14D-RJS	i-BJ-Z	74281019947	Bijupira	N/A	766.02	22° 39' 44,282" S	40° 24' 32,090" W	N/A	Poço Explotatório de Injeção
32	8-BJ-14DA-RJS	i-BJ-Zz	74281019989	Bijupira	FPSO Fluminense	766.02	22° 39' 44,282" S	40° 24' 32,090" W	Molhada	Poço Explotatório de Injeção
33	8-BJ-15D-RJS	i-BJ-X	74281019957	Bijupira	FPSO Fluminense	765.80	22° 39' 42,876" S	40° 24' 30,860" W	Molhada	Poço Explotatório de Injeção
34	7-BJ-16H-RJS	BJ-S	74281020071	Bijupira	FPSO Fluminense	764.98	22° 39' 41,161" S	40° 24' 30,304" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
35	8-BJ-17D-RJS	i-BJ-Aa	74281020079	Bijupira	FPSO Fluminense	765.60	22° 39' 43,807" S	40° 24' 32,348" W	Molhada	Poço Explotatório de Injeção
36	7-BJ-25H-RJS	BJ-C	74281027123	Bijupira	FPSO Fluminense	764.99	22° 39' 43,137" S	40° 24' 32,627" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
37	7-BJ-26H-RJS	BJ-D	74281027132	Bijupira	FPSO Fluminense	763.52	22° 39' 42,541" S	40° 24' 34,520" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
38	9-BJ-27H-RJS	BJ-AC1	74281027133	Bijupira	FPSO Fluminense	765.67	22° 39' 42,205" S	40° 24' 30,271" W	Molhada	Poço Especial
39	7-SA-8H-RJS	SA-K	74281027351	Salema	FPSO Fluminense	623.00	22° 38' 15,738" S	40° 26' 57,360" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
40	8-SA-2D-RJS	i-SA-H	74281020353	Salema	FPSO Fluminense	614.51	22° 38' 12,962" S	40° 26' 56,068" W	Molhada	Poço Explotatório de Injeção
41	8-SA-1D-RJS	iSA-Ix	74281020372	Salema	N/A	615.01	22° 38' 12,958" S	40° 26' 55,212" W	N/A	Poço Explotatório de Injeção
42	8-SA-1DA-RJS	iSA-Iz	74281020403	Salema	N/A	615.01	22° 38' 12,958" S	40° 26' 55,212" W	N/A	Poço Explotatório de Injeção
43	8-SA-1DB-RJS	i-SA-ly	74281020449	Salema	FPSO Fluminense	615.01	22° 38' 12,958" S	40° 26' 55,212" W	Molhada	Poço Explotatório de Injeção
44	9-SA-4D-RJS	SA-F-Pilot	74281020360	Salema	N/A	615.02	22° 38' 14,143" S	40° 26' 56,627" W	N/A	Poço Especial
45	7-SA-5HP-RJS	SA-Fz	74281020477	Salema	FPSO Fluminense	615.02	22° 38' 14,143" S	40° 26' 56,627" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
46	9-BJ-19D-RJS	BJ-B-Pilot	74281021598	Bijupira	N/A	764.57	22° 39' 42,960" S	40° 24' 33,130" W	N/A	Poço Especial
47	7-BJ-20HP-RJS	BJ-B	74281021621	Bijupira	N/A	764.57	22° 39' 42,960" S	40° 24' 33,130" W	N/A	Poço Explotatório de Produção
48	7-BJ-20HPA-RJS	BJ-Bx	74281021642	Bijupira	FPSO Fluminense	764.57	22° 39' 42,960" S	40° 24' 33,130" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
49	9-SA-6D-RJS	SA-G-Pilot	74281023880	Salema	N/A	615.09	22° 38' 15,063" S	40° 26' 58,232" W	N/A	Poço Especial
50	7-SA-7HP-RJS	SA-G	74281023924	Salema	FPSO Fluminense	615.09	22° 38' 15,063" S	40° 26' 58,232" W	Wet	Poço Explotatório de Produção
51	9-BJ-21D-RJS	BJ-R-Pilot	74281024882	Bijupira	N/A	763.87	22° 39' 40,796" S	40° 24' 32,031" W	N/A	Poço Especial
52	7-BJ-22HP-RJS	BJ-R	74281024985	Bijupira	FPSO Fluminense	763.87	22° 39' 40,796" S	40° 24' 32,031" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
53	9-BJ-23D-RJS	BJ-P-Pilot	74281025626	Bijupira	N/A	764.74	22° 39' 42,318" S	40° 24' 32,243" W	N/A	Poço Especial
54	7-BJ-24HP-RJS	BJ-P	74281025699	Bijupira	FPSO Fluminense	764.74	22° 39' 42,318" S	40° 24' 32,243" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção
55	7-SA-3H-RJS	SA-E	74281020359	Salema	N/A	614.25	22° 38' 13,641" S	40° 26' 57,187" W	N/A	Poço Explotatório de Produção
56	7-SA-3HPA-RJS	SA-Ez	74281020464	Salema	FPSO Fluminense	614.25	22° 38' 13,641" S	40° 26' 57,187" W	Molhada	Poço Explotatório de Produção

ANEXO II - INVENTÁRIO DOS POÇOS BIJUPIRA E SALEMA

Item	Status atual, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 699/2017 ou superveniente	Inicio da perfuração	Data do término da perfuração	Data do término do abandono temporário, abandono permanente ou arrasamento, quando aplicável.	Executor das operações de Abandono	Tipo de Abandono (se aplicável)-por exemplo: through tubing , etc.	Observação e/ou evidencia de abandono
1	P&A	10/17/1989	11/11/1989	15-Dec-89	Petrobras		
2	P&A	12/21/1989	1/19/1990	Indisponível	Petrobras		FDP somente
3	P&A	1/25/1990	3/3/1990	31-Jan-07	Shell Brasil Petroleo Ltda	Through-tubing	Relatorios de Abandono
4	P&A	1/25/1990	3/3/1990	Indisponível	Petrobras		sidetrack do 373
5	P&A	2/22/1990	4/5/1990	17-Jan-07	Shell Brasil Petroleo Ltda	Through-tubing	Relatorios de Abandono
6	P&A	11/23/1990	12/21/1990	23-Jan-91	Petrobras		
7	P&A	1/19/1991	3/14/1991	25-Jan-07	Shell Brasil Petroleo Ltda	Through-tubing	Relatorios de Abandono
8	P&A	9/27/1991	10/26/1991	Indisponível	Petrobras		
9	P&A	11/9/1991	11/30/1991	3-Dec-91	Petrobras		
10	P&A	3/16/1992	5/18/1992	25-May-92	Petrobras		
11	P&A	6/29/1992	8/7/1992	10-Aug-92	Petrobras		
12	P&A	11/17/1992	1/6/1993	12-Jan-93	Petrobras		
13	P&A	2/4/1993	2/24/1993	28-Feb-93	Petrobras		
14	P&A	3/3/1993	3/16/1993	18-Mar-93	Petrobras		
15	P&A	7/13/1993	8/2/1993	4-Aug-93	Petrobras		
16	P&A	9/2/1993	9/14/1993	16-Sep-93	Petrobras		
17	P&A	9/21/2001	10/17/2001	30-Sep-01	Shell Brasil Petroleo Ltda		poço piloto, sidetrack 1 do BJ-U
18	P&A	10/20/2001	11/5/2001	15-Dec-01	Shell Brasil Petroleo Ltda		lateral falho, sidetrack 3 do BJ-U
19	P&A			19-Oct-01	Shell Brasil Petroleo Ltda		lateral falho, sidetrack 2 do BJ-U
20	Suspenso	1/28/2002	2/21/2002	6-Sep-13	Shell Brasil Petroleo Ltda	Suspenso	desvio 4 do BJ-U. Poço completado. Suspenso em 2013
21	Abandono Temporário	11/27/2001	11/29/2001	6-Dec-01	Shell Brasil Petroleo Ltda		tamponamento e abandono devido a movimentos na seção de 13.375" durante a operação.
22	Suspenso	12/7/2001	3/23/2002		Ativo		Ativo - Fluindo
23	Em Operação	11/30/2001	3/5/2002		Ativo		Poço planejado para ser suspenso em 2013, inativo a longo prazo. Desconectado do manifold com pressão sendo monitorada pelo SCM de AC-1.
24	P&A	12/4/2001	1/3/2002	31-Dec-01	Shell Brasil Petroleo Ltda		poço piloto, sidetrack 1 do BJ-T
25	Em Operação	1/3/2002	3/12/2002		Ativo		O poço piloto Well BJ-V pilot teve sua seção de 12 1/4" tamponada e abandonado até o revestimento de 13 3/8" devido a perfurazit ter ficado preso na profundidade de 2405m MD.
26	P&A	4/13/2002	6/15/2002	21-Jun-02	Shell Brasil Petroleo Ltda		O desvio BJ-Vz piloto foi perfurado com exito até a profundidade de 4462m MDBRT (-2912m TVDSS). O poço foi tamponado na profundidade de 4213.5m MDBRT conforme programado (dressed off cement down to heel target and run 9 5/8" casing).
27	P&A	6/21/2002	7/7/2002	7-Jul-02	Shell Brasil Petroleo Ltda		O poço BV-Vy horizontal foi perfurado com exito até a profundidade de 4657m MDBRT (-2894.93m TVDSS). Devido a baixa qualidade do reservatório, o poço BJ-Vy foi tamponado a 4137m MDBRT (9 5/8" casing shoe at 4237.7m MDBRT) e um novo desvio (BJ-Vx) foi perfurado.
28	P&A	9/16/2002	9/22/2002	22-Sep-02	Shell Brasil Petroleo Ltda		Poço completado. Desvio BJ-Vx horizontal foi perfurado com exito até 4848m MDBRT (-2890.9m TVDSS). As duas tentativas de inserir tubos telado de 5.5" tiveram sucesso, então foi decidido inserir um liner perfurado de 7" que ficou preso a 4564m. Poço planejado para ser suspenso em 2013, inativo a longo prazo. Desconectado do manifold com pressão sendo monitorada pelo SCM de AC-1.
29	Suspenso	9/22/2002	9/22/2002		Ativo		

ANEXO II - INVENTÁRIO DOS POÇOS BIJUPIRA E SALEMA

Item	Status atual, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 699/2017 ou superveniente	Inicio da perfuracao	Data do término da perfuração	Data do término do abandono temporário, abandono permanente ou arrasamento, quando aplicável.	Executor das operações de Abandono	Tipo de Abandono (se aplicavel)-por exemplo: through tubing , etc.	Observação e/ou evidencia de abandono
30	Em operação - Injeção	4/16/2002	6/3/2002		Ativo		
31	P&A	4/17/2002	5/7/2002	29-May-02	Shell Brasil Petroleo Ltda		I.BJ-Z teve que ser abandonado devida a baixa qualidade do reservatório e foi substituido pelo poço BJ-Zz
32	Em operação - Injeção	5/13/2002	5/21/2002		Ativo		
33	Em operação - Injeção	4/22/2002	6/3/2002		Ativo		
34	Em Operação	7/8/2002	9/12/2002		Ativo		
35	Em operação - Injeção	7/11/2002	7/23/2002		Ativo		
36	Em Operação	6/14/2013	9/20/2013		Ativo		
37	Em Operação	6/20/2013	9/7/2013		Ativo		
38	Em Operação	6/27/2013	11/9/2013		Ativo		
39	Em Operação	11/25/2013	12/19/2013		Ativo		
40	Em operação - Injeção	2/22/2003	3/24/2003		Ativo		
41	P&A	2/19/2003	3/29/2003	29-Mar-03	Shell Brasil Petroleo Ltda		O poço piloto SA-I foi perfurado e atingiu a profundidade TD de 3590m, porém ele teve sua seção de 12 1/4" tamponada na profundidade de 2450m e foi abandonado. Entretanto um novo poço de desvio (i-SA-1z) foi perfurado à partir do poço piloto i-SA-I com KOP de 2520m
42	P&A	3/29/2003	4/3/2003	3-Apr-03	Shell Brasil Petroleo Ltda		O poço de desvio i-AS-1z foi perfurado até a profundidade de 3318m e foi tamponado na profundidade de 1625m e abandonado pelas mesmas razões do poço piloto I-ASA. Entretanto um novo poço de desvio (I-ASA-ly, sidetracked 2) foi perfurado à partir do piloto I-ASA-I pilot com KOP de 1674m.
43	Em operação - Injeção	4/25/2003	4/28/2003		Ativo		
44	P&A	2/25/2003	3/22/2003	3-Apr-03	Shell Brasil Petroleo Ltda		
45	Em Operação	5/14/2003	5/19/2003		Ativo		
46	P&A	11/30/2005	12/12/2005	16-Dec-05	Shell Brasil Petroleo Ltda		desvio 1
47	P&A	12/16/2005	1/1/2006	4-Jan-06	Shell Brasil Petroleo Ltda		desvio 2
48	Suspenso	1/4/2006	1/7/2006	20-May-13	Shell Brasil Petroleo Ltda	Suspenso	desvio 3 do BJ-B. Poço completado. Suspenso em 2013
49	P&A	5/4/2009	5/19/2009	22-May-09	Shell Brasil Petroleo Ltda		
50	Em Operação	5/5/2009	6/9/2009		Ativo		
51	P&A	7/12/2010	8/15/2010	13-Aug-10	Shell Brasil Petroleo Ltda		
52	Suspenso	8/15/2010	8/30/2010		Ativo		
53	P&A	7/16/2011	8/12/2011	12-Aug-11	Shell Brasil Petroleo Ltda		
54	Suspenso	8/17/2011	9/10/2011		Ativo		
55	Suspenso	2/25/2003	5/7/2003	Indisponivel	Shell Brasil Petroleo Ltda		desvio 1
56	Em Operação	5/4/2003	5/4/2003		Ativo		poço completado

CÓDIGO DE CORES		
	POÇOS DA SHELL	
	POÇOS LEGADO PETROBRÁS	

Anexo III

Descrição da Unidade Marítima (DUM –
SGSO)

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

FPSO FLUMINENSE

Página intencionalmente em branco

1. IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE

1.1. Identificação do Operador Concessionário

Descrição

1.1.1. Identificação do Operador

MODEC SERVIÇOS DE PETRÓLEO DO BRASIL LTDA

CNPJ: 05.217.376 / 0001-76

Representante no contrato com a Shell Brasil Petróleo Ltda: Neil Christopher

Woodcock

Endereço: Rua Lady Esteves da Conceição, nº 770, parte, e no lote de terrenos
número 21, Quadra Y, Novo Cavaleiros, CEP: 27933-420, Macaé, Rio de Janeiro.

1.1.2. Identificação do Concessionário

SHELL BRASIL PETRÓLEO LTDA.

CNPJ: 10.456.016/0001-67

Representante no contrato com a Modec: Kent Stingl

Endereço: Avenida das Américas, 4200 Bloco 6 (Salas 101/601) – Barra da Tijuca,
CEP: 22640-102, Rio de Janeiro – RJ

Telefone: 21-3984-7000

O contrato de operações de para Bijupirá e Salema, por 13 anos, foi assinado entre o Operador e o Cessionário em 7 de maio de 2001, sob o número EPW101. 18.11. Em 30 de novembro de 2002, Shell Brasil Ltda se tornou a sucessora legal da Enterprise Oil do Brasil Ltda. Em 2011, em virtude de uma reorganização societária no Grupo Shell no Brasil e da constituição de uma Joint Venture com a Cosan S/A Indústria e Comércio a Shell Brasil Ltda. teve seu tipo societário transformado e sua denominação social alterada para Raízen Combustíveis S/A, com objeto social de comércio atacadista de combustíveis e derivados de petróleo. Os ativos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás foram cindidos e incorporados em uma empresa com objeto social específico de explorar tais ativos, a Shell Brasil Petróleo Ltda., atual titular dos contratos de concessão de Bijupirá e Salema. Em 1º de janeiro de 2013 entrou em vigor o aditivo número 8 ao contrato EPW 101.18.11 referente a operação e manutenção do FPSO Fluminense

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

estabelecido entre o concessionário e o operador, o qual prorroga a data final do contrato para dezembro de 2020, com possibilidade de extensão em até 5 anos.

Os Contratos de Consessão com a ANP são: 48000.3709/97 (Bijupirá Campo de Bijupirá) e 48000.3710/97 (Campo de Salema).

1.2. Identificação da Instalação de Produção

Descrição

O FPSO Fluminense é classificado pela American Bureau of Shipping com anotação de Classe: *A1 – Floating Production, Storage and Offloading System (FPSO), RFL (15) – 2018, Campos Basin, Brazil, UWILD.

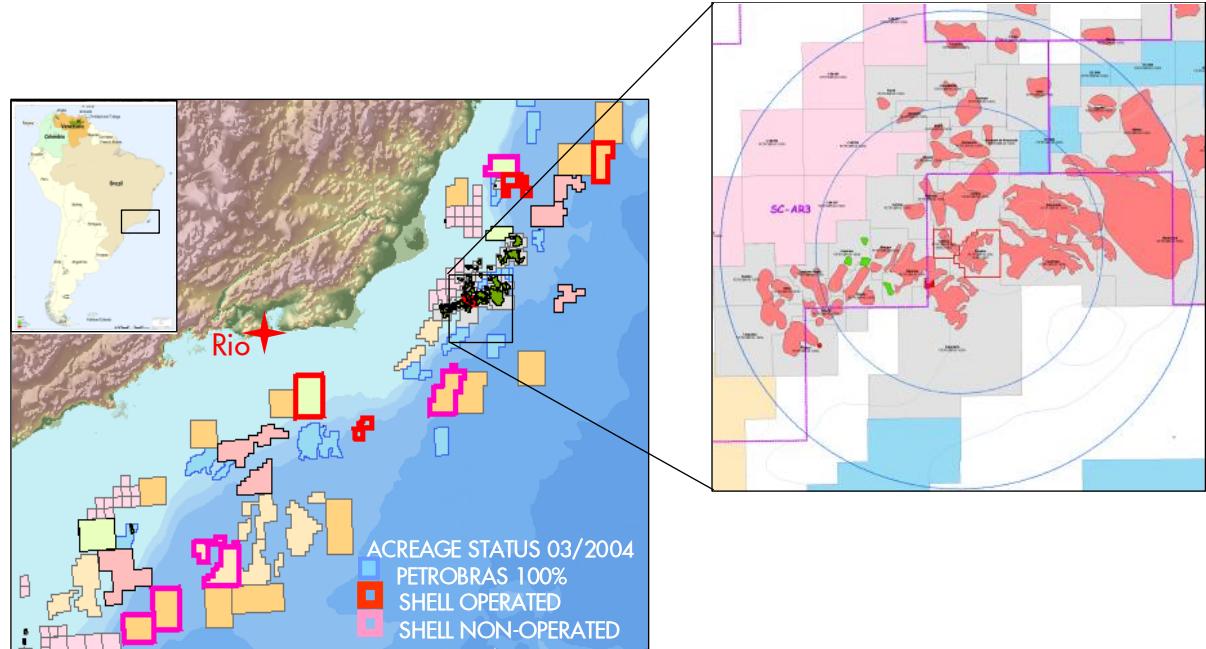
Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

1.3. Localização da Instalação de Produção

Descrição

Os reservatórios Bijupirá e Salema estão localizados na Bacia de Campos, aproximadamente 145 km leste de Macaé, RJ, Brasil. Bijupirá e Salema situam-se na plataforma continental a uma profundidade de água que varia entre 450 e 950 metros em Bijupirá, enquanto que em Salema varia entre 400 e 700 metros.

O FPSO Fluminense atende aos dois campos e está localizado aproximadamente no centro dos dois centros de perfuração. O FPSO foi desenvolvido para atender um pico de produção diária de 80.000 barris de óleo, 92.000 barris de injeção de água, 75 MMSCF de gás produzido, e 50.000 barris de água produzida. A expectativa de vida do FPSO era originalmente de 15 anos. No entanto, devido a novas oportunidades de desenvolvimento, foram realizados trabalhos ao longo de 2011 a 2014, que continuam em andamento em 2014, com o intuito de estender a vida por mais 2-4 anos.



As coordenadas geográficas da localização do FPSO são:

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Coordenada X (m)	353,200 E	Longitude	40° 25' 41,86" W
Coordenada Y (m)	7,494,605 N	Latitude	22 ° 38' 55,40" S
Datum	SAD 69		

2. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO

2.1. Características Principais da Unidade

Descrição

O FPSO Fluminense 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 instalação no convés principal deste FPSO. Cada módulo é suportado por uma estrutura de pilares treliçados montado no FPSO.

Os módulos de processo são os seguintes:

- Módulo 1- Separadores de produção e Trocadores de calor
- Módulo 2- Separador de pressão intermediário
- Módulo 3- Sistema de Tratamento de Óleo
- Módulo 4- Área de estocagem e Skid de injeção química
- Módulos 5 e 6- Skids de Turbo Geradores
- Módulo 7-Compressores de Gás de Alta Pressão
- Módulo 8- Compressores de Gás de Baixa Pressão
- Módulo 9- Injeção de Água
- Módulo 10- Tratamento de Gás
- MCC e Sala de Controle

Além disso, também há dois guindastes no convés do FPSO – o guindaste de convés localizado a meia nau a boreste próximo a área de estocagem (Módulo 4) e um guindaste de provisão localizado na popa próximo ao Módulo de Acomodação.

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

A tabela a seguir apresenta as características do FPSO Fluminense:

EMBARCAÇÃO	
Comprimento (total)	390,0 m
Boca	60,0 m
Pontal	28,32 m
Altura do Queimador	40,0 m
Altura do Heliporto	29,83 m
Calado Carregado	16,028 m
Deslocamento	278,221 m.t
Acomodações	Max 110 Pessoas
TANQUES	
Carga	199.641 m ³ (a 98% de carga)
Slop	10,757 m ³
Óleo Combustível	8,977 m ³
Metanol	15,000 litros
DEMANDA	
Água do Mar	770 m ³ por hora
Combustível (Gás)	Aprox. 80.000 m ³ por dia
Combustível (Gás)*	24.676.109 m ³
Combustível (Diesel)*	1.120 t
Um gerador de emergência de 800 kW acionado a motor diesel é usado para gerar eletricidade para os circuitos principais do navio e circuitos de emergência, durante uma falha total dos Geradores Principais (4 x 7.200 kW) acionados a turbinas a gás. O estoque de segurança de diesel é de 250 Mt.	
Energia Elétrica	14 MW
PROCESSAMENTO	
Petróleo	70.000 bbd
Gás Natural	75 MMSCF por dia

*média estimada em 17 anos de produção

2.2 Sistema de Utilidades e Lastro

Descrição

Os seguintes sistemas de utilidades estão disponíveis no FPSO:

- Sistema de resfriamento
- Sistema de aquecimento
- Injeção de químicos
- Injeção de metanol
- Recuperação de glicol
- Sistema de água salgada
- Sistema de água doce
- Sistema de vapor (descomissionado)
- Sistema de dreno
- Sistema de ar comprimido
- Sistema Hidráulico
- Sistema de Gás Inerte

O sistema de geração de vapor original da embarcação foi descomissionado após o FPSO chegar ao local de operação. Completando o descomissionamento, as linhas de vapor e de condensado foram isoladas com flanges cegos. Todas as necessidades de energia elétrica e aquecimento são fornecidas pelas facilidades da planta.

Duas turbinas a gás (A e B), cada uma com uma unidade de recuperação de calor (41 MMBtu/hr), são capazes de atender às necessidades de aquecimento para a planta de processo. Cada unidade de aquecimento é equipada com um bypass da exaustão da turbina. O FPSO é equipado com três (3) bombas de incêndio, sendo duas acionadas a diesel e uma elétrica. Uma das bombas a diesel está localizada na Praça de Máquinas e a outra a vante do FPSO. A bomba acionada a eletricidade está localizada no costado, a boreste, próxima ao tanque de no. 5.

2.2.1. Sistemas de Flare

O Sistema de Flare de Alta Pressão (AP) foi projetado para coletar gases de hidrocarbonetos das unidades de processo, proveniente dos equipamentos cujo sistema de coleta opere a pressão de 500 KPA e acima, enquanto o flare de Baixa Pressão (BP) coleta gases abaixo de 500 KPA. O flare de AP foi projetado para aliviar continuamente a uma vazão de 75 MMSCFD e para uma vazão máxima de blowdown de 125 MMSCFD e o flare de BP para uma vazão contínua de 20 MMSCFD. O FPSO foi projetado para atingir e manter uma filosofia de queima mínima.

Cada sistema de flare é provido de um vaso separador que recolhe os líquidos condensados e os transfere para um tanque. Os vasos separadores estão conectados a um coletor (*header*) via válvulas fechadas.

Os queimadores são equipados com um painel automático de ignição. A desativação da chama piloto é detectada pela ionização decorrente da chama nos queimadores e aciona a auto ignição no caso de falha na queima.

Chamas piloto são mantidas através do sistema de gás, consistindo de um regulador de pressão e de um rotâmetro que ajusta a vazão. O oxigênio é purgado e o nitrogênio com gás combustível é fornecido para os headers do flare a montante do separador, para evitar condições explosivas nos dutos do header. A pressão do nitrogênio é regulada e a vazão é controlada por um rotâmetro.

2.2.2. Sistema de Gás Combustível

O sistema de gás combustível fornece gás para as turbinas de acionamento dos geradores elétricos, que fornecem energia para as unidades da planta. O sistema de gás combustível é alimentado pelo gás proveniente da torre de glicol ou do sistema de exportação/importação de gás a pressão de 11.700 kPag. O gás combustível passa por um pré-aquecedor onde sua temperatura é elevada para 49°C. A pressão do gás combustível é reduzida para 3.103 kPag antes do separador de gás para remover hidrocarbonetos pesados e reduzir o ponto de orvalho do gás combustível para menos de 25°C. Os líquidos condensados são reciclados e enviados para o Separador IP (pressão intermediária) através de um separador de sucção de gás de primeiro estágio. O gás combustível é então aquecido para 10°C, por meio de um trocador de calor. O gás é filtrado e transferido para as turbinas dos geradores, Gerador de Gás Inerte e demais utilizadores.

2.2.3. Sistema de Aquecimento do Processo

O sistema de aquecimento do processo consiste na recuperação do calor proveniente dos gases de descarga das turbinas para aquecer a água doce, que é circulada por uma bomba em um sistema fechado e um tanque de expansão, para utilização em trocadores de calor nos módulos de processo. O aquecimento dos fluxos de processo

é utilizado para auxiliar no processo de separação de óleo e água e no condicionamento do gás combustível.

2.2.4. Sistema de Resfriamento do Processo

O sistema de resfriamento de processo utiliza água salgada filtrada para prover resfriamento. Trocadores de calor são utilizados para resfriar a água de produção proveniente da Célula de Flotação, antes de ser descarregada ao mar e para resfriar o óleo estabilizado, antes de seguir para os tanques de estocagem.

2.2.5. Sistema de Água Salgada

As Bombas de Serviço de Água do Mar (EM1) e a Bomba de Reserva (EM2) (Serviço Água do Mar e Bomba de Esgoto) são do tipo centrífugas, projetadas para suprir 500 m³/h de água do mar a uma pressão de 3,5 kg/cm². A EM6 é uma bomba centrífuga, com capacidade de 173m³/h, que supre água de resfriamento para a planta de ar condicionado das acomodações. A EM4, bomba com capacidade de 400 m³/h, provê água do mar para o Gerador de Gás Inerte localizado na Praça de Máquinas.

A EM7, bomba com capacidade de 15 m³/h 50 mca serve como bomba de água do mar para o Sêlo do Sistema de Gás Inerte.

A Bomba de Esgoto e Serviços Gerais, ES5 tem capacidade para 400 m³/h 52 mca.

Esta bomba serve também como bomba auxiliar de emergência de água do mar.

2.2.6. Sistema de Ar Comprimido

2.2.6.1 Ar de Serviço

Ar de Serviço é requerido para prover ar comprimido para a sala de máquinas, *turret*, talhas e guinchos, bombas de lastro e bombas de esgoto, bem como ao Convés Principal.

O ar é comprimido pelos compressores de serviço e depois resfriado. Os mesmos captam o ar nas condições atmosféricas e o comprime a 700 kPag na vazão de 285 m³/h. Dois compressores de ar de serviço dedicados e um vaso de armazenagem são providos e os compressores projetados com 100% de sobre capacidade.

2.2.6.2 Ar de Instrumentação e de Serviço

Ar de instrumentação é requerido nas instalações para atividades como atuação de válvulas e outros componentes mecânicos. O ar de instrumentação tem que ser da mais alta qualidade passando por um número de estágios de filtragem e secado para assegurar que resíduos de água e óleo sejam removidos. O ar de instrumentação é secado a um ponto de orvalho de -40º C utilizando –se de secadores.

O ar de instrumentação será provido por dois compressores de ar (CBE-3710A/B), sendo que cada compressor é projetado para suprir 100% da necessidade de ar. O ar é comprimido e resfriado e a água de condensação removida num separador (MDB-3717A/B). O ar é filtrado para remover partículas ou óleo e secado, utilizando-se de um secador pressurizado de meio sólido (ZBE-3720/3721 A/B). Após, a secagem, são empregados filtros (MAJ-3723A/B) para remover partículas causadas pelo movimento dos secadores e finalmente armazenado no vaso de ar de instrumentação (MBL-3730).

2.2.6.3 Ar de Partida

O compressor de ar de partida possui um sistema automático de carga e descarga, assegurando que as garrafas estarão cheias o tempo todo. Caso as garrafas necessitem ser cheias durante uma falha no sistema elétrico (Black-out) e o gerador adiesel não estiver operante, o compressor será alimentado pelo Painel de Emergência.

2.2.7. Centrais de Utilidades

As centrais de utilidades estão disponíveis para os módulos que requeiram suprimentos de:

- Ar de serviço;
- Nitrogênio;
- Sistema de Óleo Diesel Marítimo (MDO)
- Água doce.

A localização das facilidades é determinada pela necessidade 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

O FPSO foi desenvolvido para operar com os seguintes produtos químicos e quantidades:

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Produto Químico	No. Tanque	Capacidade de armazenamento dos tanques (m ³)	Inventário Fijo (m ³)
Metanol	ABJ-3310	2,55	60
	ABJ-3311	15	
Nitrato de Cálcio	MAG-3115A	24	15
	MAG-3115B	24	
Sequestrante de Oxigênio	ABJ-3315	5,1	9
Inibidor de Corrosão Submarino	ABJ-3370	2,55	6
Biocida	ABJ-3365	2,55	3
Tanque desativado/ vazio	ABJ-3360	Não utilizado	Não utilizado
Biodispersante	ABJ-3350	2,55	3
Ante incrustante para submarino	ABJ-3340	2,55	3
Ante Incrustante para Topsides	ABJ-3335	2,55	3
Demulsificante	ABJ-3330	2,55	6
Antiespumante	ABJ-3325	2,55	4
Sequestrante de H ₂ S	ABJ-3320	2,55	4
Trietileno Glicol (TEG)	Tambores	0,2/ tambor	5
Óleos Lubrificantes	Tambores	0,2/ tambor	2

É importante ressaltar que além do inventário estocado nos tanques diários, existe o inventário que fica armazenado no módulo quatro em tanques químicos com capacidade de armazenamento de 5m³ ou 1.5m³.

As folhas de dados MSDS (*Material Safety Data Sheet*) estão disponíveis a bordo para cada processo químico. A quantidade requerida de produtos químicos pode variar, pois as dosagens são estabelecidas durante a operação. A quantidade de óleos lubrificantes indicadas refere-se ao nível normal de estoque e pode variar diante de um grande serviço de manutenção, que requeira troca de óleo lubrificante em grandes equipamentos.

2.2.9. Sistemas de Drenagem

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

- Drenos Fechados

Líquidos provenientes de drenagem fechada e do *flare* vão para o Vaso Separador de Dreno Fechado a uma pressão de 2-5 psig, onde vapores são separados e

enviados para o Flare LP (Baixa Pressão). Os condensados podem ser bombeados para Separador IP (pressão intermediária) ou para o Tanque de *Slop* para serem reciclados através do processo.

A drenagem da área é coletada e flui diretamente para o Tanque de *Slop*. Os drenos são segregados em serviços perigosos e não-perigosos.

- Drenos Abertos

O sistema de dreno aberto é dividido em 2 coletores separados, identificados como drenos coletores perigosos e não-perigosos. O dreno aberto para materiais perigosos é utilizado para coletar líquidos perigosos (por exemplo, água contaminada com óleo) e direcioná-los para o sistema secundário de tratamento de água. Após a água passar pelo processo de tratamento deste sistema ela é descartada no mar caso a mesma esteja dentro da especificação determinada pelo CONAMA 393/IBAMA.

2.2.10. Gás Inerte

A função do sistema de gás inerte é de manter uma atmosfera não inflamável nos tanques de carga, tanque slop e espaços vazios, assim prevenindo a ignição da carga (ex. de eletricidade estática) ou intensificação de chamas da área de processo para os tanques de carga devido a chama, criando pontos quentes no chapeamento do convés.

O sistema de gás inerte consiste de:

- Gerador de Gás Inerte
- Distribuição da tubulação no Convés principal; e
- Válvulas de alívio de vácuo e pressão e tanque de selagem , que controlam a pressão do gás inerte e previnem sobrepressão e vácuo.

2.2.11. Sistema de Óleo Diesel Marítimo (MDO)

O Sistema de Óleo Diesel Marítimo (MDO) está localizado na Praça de Máquinas e atende as necessidades de armazenagem e distribuição de óleo diesel marítimo, para os equipamentos consumidores. Além do tanque de serviço de 359 m³, o MDO também é estocado no antigo tanque de Óleo Combustível (FO), tanques bunker (BB e BE) e no antigo tanque de sedimentação de FO, com capacidade total de 8900 m³.

O MDO é distribuído para vários equipamentos nas seguintes localidades:

- Para a Bomba de Incêndio EBB-5510 por gravidade do tanque ABJ-5116 na Praça de Máquinas, com uma linha de transbordamento levando para o tanque de óleo ABJ-3253.
- Para o Gerador Diesel de Emergência, do tanque AAA-5116 e para o Incinerador do tanque ZZZ-4722 (atualmente descomissionado), por meio da bomba de suprimento de Diesel PBB-4636. Uma linha de transbordamento conecta o gerador e o incinerador ao tanque de serviço de diesel.
- Das bombas de alimentação de diesel na Praça de Máquinas e através de uma linha de 3", localizada no convés para os seguintes equipamentos do convés, espaço de máquinas de proa e planta de processo:
 - Guindaste de provisão de popa/BB, ZZZ-8510.
 - Tanque de serviço do Gerador de Gás Inerte ADJ-4113IGG MDO
 - Guindaste de Convés meia nau/BE, ZZZ-8500.
 - Tanque ABJ-5126 para bomba de incêndio de vante.
 - Turbogeradores a Gás nos módulos 5 e 6.

A linha de retorno/transbordo do tanque dos Turbogerador a Gás e o Gerador de Gás Inerte é conectada ao tanque de armazenagem de Boreste.

As bombas (PBB-4636 A/B) de suprimento de Óleo Diesel (MDO), cada uma com capacidade de 16 m³/h com pressão de descarga de 3,9 kg/cm², succionam óleo dos tanques de serviço de MDO através de linha de 4", filtro duplo de sucção e válvulas de isolamento das bombas.

Durante a operação dos Turbogeradores a gás, rodando na condição de óleo combustível, uma bomba funciona continuamente suprindo MDO a pressão constante de 3,9 kg/cm². A pressão de descarga é controlada por uma válvula reguladora de pressão (DF-V2754), a qual recircula o excesso de volta ao tanque de serviço.

2.2.12. Sistema de Lastro

Os tanques de lastro são segregados dos tanques de carga e dos tanques de óleo combustível. Para evitar contaminação e problemas operacionais, nenhuma tubulação de

carga passa pelos tanques de lastro e nenhuma tubulação de lastro passa por dentro de tanques de carga, nem dos tanques de óleo combustível. O Sistema de Lastro é composto de quarto (4) tanques, sendo os Laterais nº. 4 – BB e BE e os tanques laterais nº. 7- BB e BE, um (1) tanque de pique de vante e um (1) tanque de pique de ré e em emergência, os tanques laterais nº. 2-, BB e BE.

Os laterais nº. 4 e os laterais nº. 7 são equipados com sensores de nível tipo radar. Os tanques laterais nº. 2-BB e BE e o tanque de lastro BE, são providos de sensores tipo Fita métrica. Todos os níveis dos tanques de lastro são indicados na tela do computador, juntamente com os níveis dos tanques de carga.

Os tanques de lastro têm capacidade de ajustar o trim e o calado durante as operações de carga e descarga de óleo e atender a todas as exigências de Classe e da IMO. As válvulas de lastro são controladas remotamente da Sala de Controle Central pelo Sistema de Controle Remoto de Carga e Lastro.

A água de lastro é carregada e descarregada por gravidade através da caixa de mar e pelos edutores localizados nos tanques de lastro. A água de acionamento dos edutores para os tanques laterais de vante e pique de vante é suprida pelas bombas de lastro.

As duas bombas de lastro, localizadas no tanque lateral no. 4-BB e BE são acionadas pela mesma Unidade Hidráulica dos tanques de carga. Assim, as bombas têm os mesmos alarmes e desarmes que as bombas de carga. Uma rede de carga, em anel, passa dentro dos tanques laterais (espaço vazio) enquanto outra cruzada é localizada no convés de BB a BE.

A bomba de esgoto/lastro na Praça de Máquinas atenderá a água no tanque de vante de popa (superior). Um carregamento temporário de lastro nos espaços vazios adjacentes aos tanques de carga requer o uso temporário de conexão de mangueira para o lastro principal.

A água de lastro dos espaços vazio é descarregada ao mar utilizando-se de uma bomba submersível. Água de lastro contaminada no tanque de lastro, ou nos espaços vazios, é transferida para o tanque de slop por bombas submersas portáteis, para tratamento antes da descarga ao mar.

O tanque de pique de popa é carregado e descarregado pela bomba geral de serviço localizada na Praça de Máquinas. Esta bomba possui aspiração e descarga independente

das duas bombas de lastro. Todos os espaços vazios e tanques estruturais são providos sistema manual de sondagem.

2.3. Sistema de Tancagem

Descrição

O óleo é armazenado no FPSO Fluminense somente nos tanques centrais, com capacidade total de 1,28 milhões de barris (203.715 m³). O percentual máximo de utilização dessa capacidade é de 98% (199.641 m³). O arranjo dos tanques de carga foi otimizado de modo a minimizar as perdas por vaporização (*Boil Off*) durante o carregamento. Os tanques slops sujo e limpo estão localizados na popa a bombordo. Os tanques slop possuem sistema de pintura especial e anodos de sacrifício. Um tanque de carga central foi designado como tanque para óleo fora de especificação, sendo usado em condições adversas ou durante períodos de reparo/manutenção do sistema e/ou para desviar água de produção fora das especificações. O fundo deste tanque também é protegido com pintura especial e anodos de sacrifício.

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* é levada em consideração na maior parte dos cenários de acidentes.

2.4.2. Facilidades a Bordo

A estratégia básica de escape e evacuação para o pessoal a bordo do FPSO Fluminense está prevista no documento ETRERA (*Escape, TR, Evacuation and Rescue Analysis*). O ETRERA revê o que foi previsto no projeto para as condições de escape, TR (Abrigo Temporário), evacuação e resgate de pessoal. O ETRERA analisa o desempenho destas providências em condições de emergência para as quais foram

projetadas. As instalações para escape, abrigo temporário, evacuação, resgate foram providas para permitir que o pessoal escape do efeito imediato de um incidente, para aguardar em segurança enquanto se está avaliando o incidente, para se comunicar com os serviços de resgate e, se necessário, para evacuar a plataforma, com o mínimo risco de perda de vida ou ferimento.

Os objetivos do ETRERA são examinar:

- Se as facilidades providas no ETRERA são adequadas para a extensão de perigos que possam afetar as instalações.
- Se estas instalações estarão aptas no tempo exigido nas condições de perigo calculadas.
- Se as instalações são capazes de suportar e funcionar como previsto sob condições normais e de emergência.

Os sistemas que foram avaliados especificamente são:

- Rotas de fuga;
- Abrigo na proa;
- Abrigo Temporário;
- Rotas de saída do abrigo temporário para as áreas de embarque dos botes salva vidas;
- Barcos salva-vidas (TEMPSCs);

O ETRERA concluiu que o EER (Escape, Evacuação e Resgate) a bordo do FPSO Fluminense provê meios efetivos de evacuação da embarcação sob condições de perigo.

2.4.3. Abrigo Temporário

A primeira opção de Abrigo Temporário (TR) para o FPSO está localizada na Acomodação do convés “A”.

O TR é previsto para proteger o pessoal dos efeitos de um incidente por tempo suficiente para permitir que eles:

- Iniciem os sistemas de controle e proteção;

- Avaliem a situação;
- Contatem e informem a todos os grupos relevantes, tanto internamente quanto externamente, e,
- Ou esperem que o evento esteja sob controle ou sigam o abandono de forma controlada.

Outro abrigo menor avante é provido na proa da embarcação, a aproximadamente 60 m do modulo 10 (separador do flare) e a 70 m a vante do Módulo 1 (separadores de produção). As paredes e o teto de aço do Abrigo de vante proporcionam proteção contra radiação de calor de incêndios da produção e radiação do flare. Este abrigo não é estanque ao gás.

2.4.4. Sistemas de Evacuação

Meios de evacuação e escape: Primário-Helicóptero; Secundário-Barco salva-vidas e Terciário-Escape ao mar e proteção individual.

2.4.4.1 Meio Primário

O meio principal de evacuação do pessoal do FPSO será o helicóptero. Ao ser dada a ordem de evacuação, o Gerente da Plataforma (OIM) anunciará a ordem através do sistema PA (Public Address). O pessoal a Bordo se moverá do ponto de encontro primário para o ponto de encontro alternativo, localizado na sala de espera dos helicópteros.

2.4.4.2 Meio Secundário

O FPSO Fluminense é equipado com quatro (4) barcos salva-vidas, sendo 2 do tipo MCB24 para 50 ocupantes e 2 do tipo MCB28 para 60 ocupantes. Um de 60 e outro de 50 estão localizados na popa a BB e a BE, próximo do Módulo de Acomodação. Ficam a aproximadamente 150 m do mais próximo equipamento de produção e como o TR, estão protegidos de qualquer fogo de líquidos que possam transbordar do Convés de Processo para o Convés Principal pela transversal, localizada no Convés Principal. A capacidade para 220 pessoas provê a redundância no caso de falha no

motor ou no turco ou no caso do FPSO ter uma banda. Cada barco salva-vidas tem capacidade de carregar uma maca, reduzindo a capacidade total em cinco ocupantes.

Os barcos salva-vidas atendem aos requisitos do SOLAS e estão equipadas com acessórios de segurança e emergência. Cilindros de ar comprimido fornecendo 10 minutos de ar para respiração e para atender aos motores de combustão, e um sistema de pulverização de água, acionado pelo motor, assegurando que o casco e a cobertura estejam suficientemente protegidos contra perigos como fogo e radiação de calor no mar.

Os barcos salva-vidas possuem rádio VHF e transponder de radar em 9 GHz. Um Indicador de Posição de Emergência via Radio Farol (EPIRB) é também provido em cada barco, o que permite atendimento de serviços de emergência localizando a posição da embarcação durante as operações de salvamento.

As áreas de embarque para os barcos salva-vidas podem ser acessadas nas saídas de BB e BE vindo do TR no Convés “A”, através de escadas externas que levam ao Convés “B”. Alternativamente, a escada interna pode ser usada para se alcançar as saídas que levam do Convés “B” às áreas de embarque. O espaço de encontro efetivo diante da estação de embarque é de aproximadamente 65 m².

O método secundário de evacuação das instalações somente será utilizado caso os métodos preferenciais e primários de evacuação estiverem indisponíveis, ou quando a severidade do incidente não permitir tempo adequado para uma operação totalmente controlada, sob a supervisão das pessoas encarregadas.

Os seguintes recursos, como meio secundário de evacuação, estão disponíveis perto das acomodações:

- Uma balsa salva-vida com capacidade para 25 ocupantes, duas balsas salva-vidas com capacidade para 20 ocupantes e três balsas salva-vidas com capacidade para 16 ocupantes, localizados a BB na área de embarque do convés “B”.
- Uma balsa salva-vida com capacidade de 25 ocupantes, duas balsas salva-vidas com capacidade para 20 ocupantes e três balsas salva-vidas com

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

capacidade para 16 ocupantes, localizados a BE na área de embarque do convés “B”.

Balsas salva-vidas totalizando capacidade para 226 ocupantes, acima de 100% da capacidade dos barcos salva-vidas.

- Rede de abandono com 31m de comprimento, localizada a BB na área de embarque do convés “B”.
- Rede de abandono com 31m de comprimento, localizada a BE na área de embarque do convés “B”.
- O Abrigo Avante possui os seguintes meios secundários de evacuação.
- Duas balsas salva-vidas para 12 ocupantes lançados por turco.
- Rede de abandono (31m comprimento)

Um comunicador (PA) manual com alto-falante e uma máscara contra gás estão disponíveis no Abrigo Avante para aumentar a possibilidade de sobrevivência da pessoa que estiver no abrigo. Meios Terciários (escape para o mar) e Equipamento Protetor Individual.

2.4.4.3 Meios Terciários e Proteção Individual

As seguintes localidades são providas de coletes salva-vidas para otimizar as chances que coletes estejam disponíveis nas condições de evacuação controlada e descontrolada:

Local	Quant.
Hospital	3
Sala de controle	2
Sala de rádio	1
Praça de máquinas	3
Cada cabine	110
Plataforma baleeira BB	116
Plataforma baleeira BE	116
Abrigo a Vante	12
Barco de Resgate Rápido	6

O FPSO Fluminense também é provido de um Barco de Resgate Rápido.

2.4.5 Planos de Emergência

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Um sinal audível transmitido para toda a unidade informará a todo o pessoal as situações de emergência.

Os quatro tipos de alarme que serão transmitidos pelo FPSO são:

- Alarme Geral,
- Alarme de Incêndio,
- Alarme de Gás,
- Alarme de Abandono.

O Gerente da Plataforma (OIM) tem a responsabilidade total de organização e liderança em uma situação de emergência. O OIM procurará recursos no pessoal e equipamentos e do Time de Resposta de Emergência (ERT), bem como do suporte de terra. As responsabilidades específicas relativas aos alarmes e emergências estão descritas nos nove (9) Cartões de Instrução de Alarme: (RA 4.18)

- Time de Resposta a Emergência (ERT) - Cartão de Instruções de Alarme
- Time de Busca e Salvamento(Secondary ERT) - Cartão de Instruções de Alarme
- Time de Primeiros Socorros - Cartão de Instruções de Alarme
- Tripulação do Barco Salva Vidas (Coxswain) - Cartão de Instruções de Alarme
- Tripulação do Barco de Resgate / Operador Guindaste - Cartão de Instruções de Alarme
- Alarme Geral (GA) / PA - Cartão de Instrução de Aviso
- Sala de Controle Central (CCR) - Cartão de Instrução
- Cartão de Instrução de Comunicações
- Cartão de Instrução de Evacuação

O assessor de SMS (HSE Advisor) auxilia com a indução de todo o pessoal e é responsável por assegurar que cada membro da tripulação do FPSO permaneça atento ao seu papel numa situação de emergência.

Cada situação de emergência começa formalmente com o toque de um alarme. Os diferentes tipos de alarmes existentes no FPSO estão detalhados na tabela abaixo.

Alarme	Sinal Sonoro
Alarme Geral (Emergências Gerais,	Som monoton contínuo com freqüência constante e anúncio verbal.

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Homem ao Mar e incêndio).	
Alarme de Gás	Som dois tons utilizando 1200 Hz a 500 Hz com 1 segundo de varredura.
Abandono da Plataforma	Som monoton intermitente utilizando 1000 Hz sendo 7 curtos (1segundo sim 1 segundo não) e 1 longo (mais do que 4 segundos) e anúncio verbal.

2.5. Sistema de Ancoragem / Posicionamento

Descrição

O *Turret* do FPSO Fluminense está ancorado ao fundo do mar através de sistema de amarração, composto de 9 linhas, onde cada uma é constituída de dois segmentos de amarras e um segmento de cabo de poliéster.

O segmento superior é de amarras sem malhete de 95 mm, com um comprimento de 100 m e se conecta ao mordente localizado na parte externa do *Turret*. Além disto, há mais 55 m de amarra para ajuste do cabo de poliéster após a instalação.

O segmento intermediário utiliza um cabo de poliéster de 154 mm de diâmetro (mais leve e mais elástico) com 850 m de comprimento. Esse cabo possui terminais em cada extremidade que permitem a ligação com as conexões de amarras em cada ponta, onde se utiliza manilha tipo TM.

O segmento inferior de amarras sem malhete de 95 mm possui 110 m de comprimento e se conecta numa extremidade ao cabo de poliéster e na outra à ancora tipo VLA. Este segmento de corrente e cabo mantém o cabo de poliéster fora do contato com o fundo do mar, prevenindo danos por abrasão ou penetração de material no interior do cabo.

Na condição de descarregamento (*offloading*), o sistema de amarração absorverá, além das cargas do FPSO, as cargas advindas do navio aliviador que estará alinhado na popa do FPSO. O FPSO Fluminense também está equipado com um guincho hidráulico, acionando um cabo de 200 mm de circunferência, localizado na estrutura de suporte do *Turret* e acionado por uma unidade hidráulica (HPU). O guincho pode tensionar o sistema de amarração a uma velocidade máxima de 3 m/min. O topo do *Turret* é uma estrutura metálica fechada que circunda o *Turret* mesmo e é suportada pela estrutura de apoio montada na embarcação. A principal função do topo do *Turret* é se apoiar no mancal principal que absorve as cargas iniciais e gravitacionais do sistema de amarração, risers, estrutura e equipamentos. Também suporta a estrutura de acesso do mancal. Todas as cargas do sistema de amarração são transmitidas a parte de trás do topo do *Turret* e deste para a estrutura de suporte localizada na proa da embarcação. A base das amarras é uma estrutura localizada abaixo do topo do

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

turret que suporta amarrações, os riser e os umbilicais. Os suportes das amarras montado em munhões, localizado no perímetro da base de amarras, foram projetados para minimizar o desgaste das amarras. A base das amarras permanece geoestacionária, permitindo que a embarcação gire no entorno dela de acordo com as condições do tempo.

A estrutura superior do *turret* está localizada imediatamente acima e é suportado pela base das amarras. Consiste de um eixo cilíndrico que suporta os pisos superiores do *turret* e o piso de acesso ao centro de rotação (swivel). O piso superior do *turret* inclui um piso do pull-in dos riser e das amarras e um piso do manifold de tubulação. Os lançadores e receptores de pig estão localizados no piso do mezanino que fica acima do piso do manifold. A estrutura de acesso ao centro de rotação (swivel) é uma estrutura especial montada no topo do *turret*, que gira com o FPSO. Sua função é de prover acesso ao piso do *turret* e do centro de rotação e também é usada para suportar a tubulação e cabos elétricos e de instrumentação entre a torre e as conexões aos swivels de fluidos e de eletricidade.

2.6. Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio

Descrição

O sistema de segurança do FPSO Fluminense é baseado num sistema de navio tanque convencional, porém modificado e melhorado para prover sistemas de segurança que cubram riscos adicionais associados com a instalação de produção de óleo.

O FPSO possui os seguintes sistemas de segurança:

- Sistema de detecção de gás
- Sistema de detecção de incêndio (Sensores de fogo e calor).
- Detecção de fumaça
- Sistema de bloqueio de processo e alívio de gás
- Sistema ativo de proteção de incêndio.
- Sistema passivo de proteção de incêndio.
- Rotas de fuga, abrigo seguro.
- Iluminação de emergência.

- Sistema de comunicação de emergência.
- Barcos salva-vidas, balsas salva-vidas, demais equipamentos salvatagem.

2.6.1. Sistema de Gás e Incêndio.

O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás foi projetado para:

- Detectar automaticamente incêndio, fumaça, calor ou a presença de gás combustível.
- Detectar a ativação manual de alarme de incêndio.
- Iniciar alarmes audíveis e visuais (onde aplicável) para alertar o pessoal de perigos.
- Ativar sistemas automáticos de proteção de incêndio e gás (dilúvio, etc.).
- Iniciar a parada dos processos ou equipamentos incluindo as instalações submarinas.
- Comunicar com o Sistema de Bloqueio de Emergência para executar:
 - Controle de Bombas de Incêndio.
 - Interface com o PA (Public AddressSistema de Anunciação de Avisos)
 - Ativar as válvulas de dilúvio
 - Bloquear, despressurizar e isolar eletricamente a planta.

2.6.2. Sistema de Proteção de Incêndio

O objetivo primário do sistema de proteção de incêndio é o de proteger o pessoal e as rotas de fuga, reduzir a probabilidade de intensificação e para proteger o TR (Abrigo Temporário) e as facilidades de evacuação.

Adicionalmente aos sistemas fixos de dilúvio no Convés de Processo e no *Turret*, estações e caixas de mangueiras estão disponíveis para as brigadas de incêndio atacarem pequenos incêndios incipientes. O sistema de água de incêndio é considerado um sistema de emergência. Existem diversos sistemas de combate a incêndio tipo "sistemas de gás inerte de inundação total" para equipamentos elétricos e rotativos. Estes sistemas também são considerados pelo seu papel durante uma emergência.

2.6.3. Bombas de Água de Incêndio

O objetivo das bombas de incêndio é, no evento de um incêndio, suprir água à rede principal de incêndio do Convés Superior. O suprimento de água é crítico para controlar e mitigar os perigos de incêndio de forma a prevenir, proteger a estrutura e a planta e prover proteção para aqueles sistemas que são essenciais para a manutenção da vida e para a continuidade de suas funções, sob condições de emergência.

O sistema de bombas de incêndio consiste dos seguintes componentes: Três (3) bombas com capacidade 100%, cada uma. Cada bomba foi dimensionada para 1.850 m³/hr a 120 m CA (metros de coluna d'água), baseada na operação simultânea dos seguintes sistemas (base de projeto): Dilúvio para proteger o Módulo 1 (Separadores de Produção), Modulo 2 (Separador IP) e Módulos 3 e 4 (Tratadores Eletrostáticos e Área de Injeção Química), 2 hidrantes e Sistema de Dilúvio de Espuma sob o Convés de Processo (Piso de Espuma).

A bomba de incêndio primária (popa) é acionada por motor diesel e unidade hidráulica. A bomba principal está localizada na Praça de Máquinas e a bomba de alimentação acionada hidraulicamente está instalada na Praça de Bombas. A água salgada é aspirada do mar através da caixa de mar localizada na Praça de Bombas. A bomba de reserva de proa é também acionada por motor diesel e unidade hidráulica. A bomba principal está instalada a BE no compartimento de máquinas de vante e a bomba de alimentação acionada hidraulicamente está instalada no interior do Tanque Vazio nº. 1 de BE. A água salgada é aspirada do mar através de caixa de mar de proa, também localizada no Tanque Vazio nº 1.

A bomba de incêndio secundária (meia nau) é acionada por motor elétrico. Fica instalada no costado BB ao lado do Tanque Vazio nº. 5. A água salgada é aspirada via caixa externa. As bombas de incêndio são conectadas individualmente à rede principal de incêndio. O tanque de óleo diesel abastece as duas bombas de incêndio e estão localizadas no mesmo local que os motores diesel. Os tanques de diesel foram projetados com capacidade suficientemente para 12 horas contínuas de operação a

plena carga. A bomba de incêndio elétrica à meia nau é alimentada pelo sistema de energia elétrica principal.

2.6.4. Rede de Incêndio Principal

A rede de incêndio principal tem uma configuração em forma de anel, que ocupa um grande trecho do Convés Principal. Todas as três bombas estão ligadas à rede principal. As bombas primárias e secundárias estão ligadas à rede principal por um ramal alimentador, enquanto a secundária está ligada à rede principal pelas extremidades do anel, a BB e BE.

A pressão é mantida na rede por uma bomba pressurizadora (*jockey*), localizada na Praça de Máquinas. A bomba pressurizadora pode ser operada com energia de emergência. Outra fonte alternativa para manter a pressão na rede principal de incêndio é de se utilizar a linha de conexão de 3", que sai do lado da descarga da bomba de recalque de água salgada para a rede principal.

A rede de incêndio principal atende á área de dilúvio da planta de processo e a área de dilúvio do *Turret* e às estações de mangueira de de incêndio localizadas na área de Processo, Convés Principal e Helideck. O sistema de cortina de água avante das acomodações é também suprido pela rede de incêndio principal.

As válvulas de dilúvio que atendem à Planta de Processo estão localizadas a ré e a uma distância adequada da Planta. Na maioria dos casos, equipamentos danificados alimentados pela rede podem ser isolados por meio de válvulas localizadas no Convés Principal.

2.6.5. Sistema de Espuma

Espuma Formadora de Filme Aquoso (AFFF) está disponível para combater incêndios de hidrocarbonetos líquidos. O FPSO Fluminense está equipado com 2 sistemas de espuma distintos – um sistema pré-misturado e um sistema concentrado. A mistura do AFFF com a água de incêndio se dá no compartimento do Tanque de Espuma, dentro do Módulo de Acomodação (adjacente ao CCR). O AFFF é armazenado em dois tanques de 5m³ cada, localizados no compartimento de Tanque de Espuma. A mistura de espuma a 3% flui através de uma linha coletora de pré-mistura ao longo do Convés Principal para o sistema de dilúvio, abaixo do Convés de Processo e para os canhões

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

de espuma. A linha coletora de concentrado de espuma tem origem no compartimento de Tanque de Espuma corre ao longo da linha central do Convés Principal para as válvulas de dilúvio, localizadas a ré da antepara de proteção transversal do convés. Ambas as linhas (linha de pré-mistura e linha de concentrado), são pressurizadas somente quando o sistema é acionado.

2.6.6. Sistemas de Proteção Passiva

O objetivo da proteção passiva instalada no FPSO Fluminense 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 distância significativa entre a área de processo e a acomodação é uma salvaguarda primária contra incêndios no caso hidrocarbonetos de processo atingirem o Abrigo Temporário. Com a existência de uma antepara de proteção transversal no Convés Principal, o potencial de um incêndio de líquidos da área de processo correr ao longo do Convés Principal e possivelmente atingir o Abrigo Temporário foi efetivamente minimizado.

Distâncias entre Fonte de Ignição e Equipamentos/Instalação:

- Os Módulos de Processo estão localizados a aproximadamente 150 m a vante das acomodações e do CCR, que fica no Módulo de Acomodação.
- A torre do flare está localizada a vante dos Módulos de Processo, de forma a minimizar os impactos de radiação térmica nestes módulos.

Objetivo do Sistema de Proteção Passiva

Alta radiação térmica é gerada pelos queimadores (*flare*) ou focos de fogo. Para reduzir o impacto da radiação térmica em pessoas, edificações, equipamentos e estruturas, os queimadores são normalmente elevados ou distantes de edificações ocupadas ou de equipamentos sensíveis. Edificações, equipamentos e estruturas que possam ser expostas a incêndio de hidrocarbonetos podem ser protegidas pela aplicação de sistemas de pulverização de água (proteção de chama ativa) e/ou proteção de chama passiva (PFP), que limita a transferência de calor a superfícies expostas. Ao se reduzir à razão de transferência de calor, o pessoal estará em condições seguras de evacuar

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

as edificações, tendo assim, uma maior chance de sobreviver quando se abrigando ou mais tempo para atacar o fogo utilizando água ou espuma.

Em plantas, onde gases de hidrocarbonetos pressurizados estão presentes, existe um potencial de incêndio do tipo de jato de fogo. Jatos de fogo são capazes de produzir fluxos de calor térmico muito alto que podem se concentrar em pequenas superfícies. Medidas de proteção de fogo ativas oferecem um sucesso limitado em extinguir um jato de fogo ou em proteger equipamentos adjacentes. A proteção de Fogo passiva (PFP) pode proteger paredes de edificações, equipamentos e membros estruturais por um período limitado de tempo, desde que a força do jato de fogo não danifique a camada de proteção. Somente em combinação com o sistema de bloqueio de gás o PFP limitará os danos nas edificações, equipamentos e estruturas

Somente a distância entre as acomodações e a área de processo e a combinação de proteção passiva com o bloqueio de pressão do processo, são efetivos na proteção das edificações, equipamentos e estruturas contra eventos de jato de fogo.

2.7. Sistema de Movimentação de Carga e Pessoal

Descrição

Existem 2 (dois) guindastes disponíveis no convés do FPSO Fluminense – Um Guindaste de Convés localizado a meia nau a BE próximo da área de descarga (Módulo 4) e o Guindaste de Provisão localizado na popa próximo ao Módulo de Acomodação. Nenhum dos dois guindastes pode transportar cargas para ou sobre a área de processo, o que reduz a possibilidade de incidentes de quedas de objetos sobre equipamentos de processo.

A movimentação de pessoal por guindastes tem que atender aos requisitos do Lifting and Hoisting Standard, B&S OPS 0055, Rev.1, o qual estabelece os requerimentos para operação, manutenção, teste, certificação, inspeção e construção dos equipamentos de içamento do FPSO Fluminense, bem como as competências e qualificações mínimas requeridas do pessoal envolvido nas atividades de içamento. Ambos os guindastes estão autorizados para a movimentação de pessoas.

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Os guindastes operam de acordo com os padrões API 2C e com os critérios de vento e de carga determinados pelo fabricante para içamento de cargas a contra bordo. Movimentação de carga de barcos de apoio não é permitida em condições de ventos e mar altos, a menos que ameaças a vidas humanas dependam de tal movimentação.

As capacidades de içamento são as seguintes:

- Guindaste de Provisão – 7,3t com a lança posicionada a @10m da base em carga dinâmica.
- Guindaste no convés - Guindaste no convés - 22,5t @ 13m raio para elevações internas. Atualmente o guindaste está operando com redução de carga em 20%, sendo a capacidade de carga 18t @13m de raio. A redução de carga foi recomendada pelo fabricante NOV pois esta adequação se fez necessária uma vez que durante o projeto de reparo do guindaste 18 parafusos do sistema de giro tiveram que ser usinados a fim de diminuir o diâmetro do estojo em aproximadamente 3mm.

Estes guindastes foram certificados para transporte de pessoal de/para uma embarcação de suprimento.

2.8. Sistema de Comunicação

Descrição

2.8.1. Comunicações Normais

Existem diversos sistemas fixos e portáteis a bordo do FPSO Fluminense para permitir comunicação interna, bem como a comunicação entre o FPSO e times de suporte em terra, outras embarcações, navios aliviadores, helicópteros e instalações próximas, durante operações normais e de emergência. Os sistemas são baseados em equipamentos à prova de falhas e provê dispositivos de diagnóstico comprehensível que indica e avisa a falha de um componente específico. O sistema tem alto grau de confiabilidade, segurança, disponibilidade e de fácil operação.

Os seguintes sistemas de comunicação estão disponíveis:

- Sistemas PA / GA
- Rádios Portáteis Marítimo IS VHF

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Sistema de repetidora UHF• Rádios Portáteis UHF IS• Sistema de Comunicação via Satélite (Inmarsat C) | <ul style="list-style-type: none">• Rádio-Telefone Aeronáutico Fixo VHF• Radio-Telefone Marítimo-Fixo VHF |
|--|--|

2.8.2. Comunicação ao Público (PA) e Sistema de Alarme (GA)

Os sistemas PA / GA possuem um amplificador redundante com um controlador na Sala de Controle Central (CCR). A cobertura do alto-falante e a amplificação levam em consideração o nível de ruído do ambiente.

Existem Alto-falantes nas seguintes localidades:

- Corredores das acomodações ou cabines em cada convés;
- Ambientes públicos (refeitório, sala de recreação, cozinha, passadiço);
- Sala de Controle Central
- Praça de Máquinas;
- Separador de produção e módulo de tratamento de óleo;
- Módulo de Geração de Energia e área de descarga;
- Módulo de compressão de gás;
- Módulo de produção de água e de injeção;
- Flare/ área do skid do coletor de óleo;
- ;
- Área do *Turret*;
- –Compartimento de Painéis Elétricos;
- Compartimento da bomba de incêndio reserva;
- Área do guindaste de meia nau;
- Laboratório;
- Estação dos barcos salva-vidas;
- Heliporto;
- Área de alívio de carga (*Offloading*);
- Espaço de Máquinas a Vante;
- Área de Abrigo a Vante.

Aparelhos telefônicos automáticos estão localizados em:

- Cabines de acomodações;
- Escritórios;

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

- Sala de Controle Central (CCR);
- Sala de Rádio (RR);
- Sala de Controle de Máquinas (ECR);
- Compartimento de Painéis Elétricos;
- Área de Abrigo a Vante;
- Espaço de máquinas de Vante;

Buzinas audíveis e sinos são providos nos seguintes locais:

- Mastro de Proa;
- Módulo de Compressão de Gás;
- Módulo de Geração de Energia;
- Módulo de Processo;
- Praça de Bombas;
- Praça de Máquinas;
- Refeitório e cozinha;
- Sala de Controle de Máquinas;
- Área de alívio de carga (*Offloading*);
- Heliporto;
- Cabines dos Guindastes;
- Compartimento do Gerador de Emergência;
- Compartimento da Bomba principal de incêndio;
- Espaço de Máquinas de Vante;
- Compartimento das Bombas de Incêndio reserva;
- Laboratório;
- Compartimento de Painéis Elétricos
- Sala do Gerador de Gás Inerte (IGG);

Sinalizadores são providos em áreas com nível de ruído alto, tais como área de geração de energia;

2.8.3 Outros Sistemas de Comunicação

- Sistema de Circuito Fechado de TV;
- Sistema de Entretenimento;
- Sistemas de Comunicação Externos, tais como:

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

- Telefone PABX;
- Sistema Navio-Terra de Radio via Satélite;
- Sistema de Radio Aeronáutico e Naval - UHF;
- Sistema de Radio UHF;
- Radio portáteis UHF;
- Radio de Banda Marítima;
- Radio Aeronáutico VHF;
- VHF Aeronáutica Rádio;
- Equipamento Farol de Navegação Aeronáutica;
- Rádios dos Guindastes.

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: 4 geradores acionados por turbinas a gás com capacidade de 8,5 MW cada; 1 gerador de emergência SOLAS com capacidade de 800 kW	Sistema de força	6600 V CA, 60 Hz, trifásico. 450 V CA, 60 Hz, trifásico.
	Sistema de iluminação	220 V CA, 60 Hz, monofásico.
	Illuminação de pequenas cargas	220 V CA, 60 Hz, monofásico.
Combustíveis	Gás combustível	Gás processado de alta e baixa pressão.
	Óleo combustível pesado	Motor principal, viagem para a locação.

O sistema de suprimento de energia elétrica de emergência é projetado de forma a suprir usuários 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 no sistema de emergência. O gerador SOLAS de emergência está localizado na Sala do Gerador de Emergência. O gerador de emergência é capaz de suprir energia no caso de falha do sistema principal. O gerador de emergência é também utilizado para atender cargas de partida e troca de cargas do Gerador Acionado por Turbina a Gás

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

(GTG). O gerador de emergência pode trabalhar em paralelo ao GTG por curto período de tempo. O gerador de emergência e o painel podem suprir energia, quando necessário via interconexão ao painel principal dos módulos para partida da planta. O gerador de emergência , e o Gerador Diesel do Navio estarão desligados do painel quando o GTG estiver ligado. Os sistemas de suprimento e distribuição de energia de emergência são considerados sistemas de emergência.

Quando houver perda da geração principal e de emergência, os seguintes sistemas de baterias da Planta alimentarão os consumidores de emergência: UPS 220V CA e sistema dedicado de baterias de 24V CC.

3. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE PRODUÇÃO

3.1. Sistema de Produção

Descrição

Desenvolvimento do Campo

O plano de desenvolvimento da instalação foi baseado num período de produção de 15 (quinze) anos, de 2003 a 2018.

Uma vez que a pressão do reservatório é economicamente insuficiente para desenvolver a produção sem meios artificiais, a produção de óleo por injeção de água foi a estratégia preferencial de produção para os dois campos. Água do mar deaerada é utilizada na injeção.

A quantidade de água produzida inicialmente era pequena. Entretanto, a produção de água aumentou ao longo da vida do campo e espera-se que se torne 80% do total de fluidos produzidos até o final da vida do campo. A água produzida pelo reservatório é tratada e descartada para o mar, de acordo com a regulamentação vigente. O método de gás lift é utilizado para otimizar e manter estável a produção de hidrocarbonetos. Telas de proteção contra areia foram instaladas na completação de cada um dos poços.

Centro de Perfuração do Campo de Bijupirá

O Centro de Perfuração de Bijupirá inclui dois (2) manifolds de produção com 4-slots e um (1) PLET para gás lift com oito (8) poços de produção e quatro (4) de injeção de água. O Centro de Perfuração de Bijupirá é conectado ao FPSO por meio de seis (6) linhas, sendo quatro (4) linhas de 8" DI. de produção, uma (1) linha de 5" DI para gás lift de elevação artificial e uma (1) linha de 7" DI para injeção de água salgada. Cada poço de produção e de injeção de água é completado com uma cabeça de poço instalada durante a operação de perfuração/completação.

Centro de Perfuração do Campo de Salema

O Centro de Perfuração de Salema inclui um (1) manifold de produção com 4-slots e um (1) mini manifold de injeção de água com dois slots. Salema possui quatro poços de produção e dois poços de injeção. A linha de gás lift do FPSO Fluminense é conectada diretamente ao manifold de produção. O centro é conectado através de quatro linhas e um umbilical.

3.2. Sistema de Processamento de Óleo

Descrição

O conceito do processo é o de separar óleo, água e gás. O petróleo flui no processo e é armazenado nos tanques centrais de armazenamento de óleo, depois de passar pelos resfriadores.. A água produzida é tratada e descartada ao mar em conformidade com a Resolução CONAMA 393 de 2007, desde que a qualidade da água atenda aos requisitos de temperatura e teor de óleo. No início da fase de produção, o gás é produzido, comprimido e utilizado no processo de gás lift, com excedente sendo exportado via riser de exportação de gás e duto submarino para a Plataforma P-15. No momento em que a produção de gás for insuficiente para o gas lift, o mesmo duto poderá ser usado para importar gás suplementar para as necessidades do processo, geração de energia e gas lift.

Os equipamentos de processo são separados em seções por meio de válvulas de bloqueio para casos de emergência. Quando as válvulas de bloqueio estão ativadas automaticamente, o gás é desviado para o flare através do sistema de despressurização () .

O equipamento de dessalinização é necessário ao processo pois a água de produção possui alta concentração de sal.

O sistema de separação primário foi projetado com removedor de areia para atender até 0,01lb por barril de fluido produzido. Na eventualidade da produção de areia aumentar, consideram-se futuros equipamentos para tratamento de areia.

A formação de hidrato é possível nas linhas, risers e manifolds devido a condição de vazão zero/baixa e a baixa temperatura submarina, de aproximadamente 4º C. Sistema de injeção de metanol é disponível para todos os poços do campo para evitar tal formação, assim como possibilidade de circulação de óleo aquecido pelos risers e manifold durante o início de fluxo de produção dos poços.

A produção é doce (sweet), ou seja com até 100 ppm de H₂S, que pode ser controlada pela introdução de bactéria redutora de sulfato no sistema de injeção de água. A

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

concentração de CO₂ é de 0,32 moles%. Materiais apropriados (NACE) foram especificados durante o projeto para minimizar problemas de corrosão. O petróleo é do tipo leve com API de 28 a 32° e com um fator Razão Óleo/ Gás (RGO) de 1.100 cuft/bbl (191 m³ gás/m³ óleo), incluindo o gás de elevação artificial.

Os módulos de processo estão localizados no convés principal, com uma altura de cerca de 4 m do convés. Cada módulo é equipado com um dique de contenção de 150 mm de altura, ao longo de todo o perímetro e conectado ao sistema de dreno aberto.

A área de processo está localizada a meia nau e os equipamentos perigosos e não perigosos estão dispostos de tal modo, que o nível de perigo diminui na direção do módulo de acomodação. Informações mais detalhadas se encontram na Seção 4.3.13.

O fluxo de hidrocarbonetos de entrada flui para as facilidades da planta através de Linhas submarinas, Manifolds e Risers até o *Turret* e daí para entrada do Modulo 1 de separação, onde o óleo, gás e água são separados. Dois (2) separadores de alta pressão (AP) são providos, um para cada campo (Bijupirá e Salema) e um (1) em comum para ambos os campos (separador de teste). Um separador de pressão intermediária (IP) singelo (no módulo 2) está localizado a jusante do Separador de Produção.

O óleo do separador IP flui para dois (2) Tratadores Eletrostáticos (módulo 3), depois para resfriadores e a seguir para os tanques de carga centrais.

A bomba de óleo cru (módulo 2) envia hidrocarboneto para os Aquecedores de Tratamento de Cru (módulo 3) e tratador eletrostático, o qual é então resfriado, e medido (medição fiscal) antes de ser estocado.

No caso de um bloqueio de emergência, o fluxo de processo será dividido por válvulas em seções definidas. Isto foi projetado para minimizar a quantidade de óleo a ser derramado, no caso de uma ruptura ocorrer no fluxo.

O sistema de separação pode processar 70.000 barris de óleo por dia, 50.000 barris de água por dia e 75 milhões de pés cúbicos padrão de gás por dia.

3.3. Sistema de Processamento de Gás

Descrição

Gás em baixa pressão do Separador de Pressão Intermediária (IP) e dos Tratadores Eletrostáticos é enviado aos Compressores de Gás de baixa pressão (LP). O gás do Compressor de Gás de baixa pressão (Módulo 8) é combinado com o gás vindo do Separador de Alta Pressão (HP) e passa para os Compressores de Alta Pressão (Módulo 7 a BB). Alternativamente, os gases do Separador HP podem ser enviados para o Compressor de Gás LP ,quando os Separadores HP estão operando em baixa pressão. O gás do Compressor de HP é tratado no Contator de Glicol (Módulo 10), antes de ser empregado no gás lift medido para exportação.

O gás excedente produzido é exportado para a P-15. Uma vez que a produção não atenda às necessidades o duto de exportação/ importação, este será usado para trazer gás da P-15 para manter a produção de óleo. O gás vindo da P-15 será enviado para o fluxo do processo a montante dos Separadores de Processo.

O gás vindo do processo de Separação de entrada (HP) e de tratamento de óleo é comprimido e desidratado para o gás lift e passa pelo sistema de Compressão de Gás. O sistema de gás foi projetado para exportar todo o excedente sem passar pelo flare. Todos os compressores de gás são do tipo alternativo e acionados eletricamente. O gás comprimido é resfriado por resfriadores a ar.

O método artificial de elevação escolhido para os poços de petróleo foi o gás lift.

O sistema de gás lift foi projetado para prover 75 MMSCFD (2.122.500 N m³/d) a pressão de 160 bar, no topo do riser a pressão de operação é de 115 bar.

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Ref.	Descrição	Equipamento	Volume (m³)	Pressão de Projeto (barg)	Pressão de Operação (barg)	Temperatura de Projeto (°C)	Temperatura de Operação (°C)	PMTA (barg)	Pressão de Abertura das válvulas de segurança (barg)
MBD-1015	Conduto Distribuidor de Produção (<i>Production Header</i>) de Bijupirá	Tubulação (<i>Piping</i>)	93,870	18,96	10,34	-29 to 60	41	18,96	18,27
		Bijupirá Separador de Produção de Bijupirá (<i>Bijupirá Production Separator</i>)							
MBD-1020	Conduto Distribuidor de Produção de Teste (<i>Test Production Header</i>)	Tubulação (<i>Piping</i>)	93,87	18,96	10,34	-29 to 60	41	18,96	18,27
		Separador de Produção de Teste (<i>Test Production Separator</i>)							
MBD-1010	Conduto Distribuidor de Produção de Salema (<i>Salema Production Header</i>)	Tubulação (<i>Piping</i>)	45,94	18,96	10,34	-29 to 60	41	18,96	18,27
		Separador de Produção de Salema (<i>Salema Production Separator</i>)							
MBD-1125	Seção de Óleo (<i>Oil section</i>)	Tubulação (<i>Piping</i>)	155,000	8,5	4,14	93	66	8,5	8,5
		Separador de Pressão Intermediária (<i>IP Separator</i>)							
MBK-1140A	Coletor de Óleo (<i>Oil Gathering</i>)	Tubulação (<i>Piping</i>)	117,760	3,45	0,69	93	66	3,45	3,45
		Tratador Eletrostático A (<i>Electrostatic Treater A</i>)							

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Ref.	Descrição	Equipamento	Volume (m³)	Pressão de Projeto (barg)	Pressão de Operação (barg)	Temperatura de Projeto (°C)	Temperatura de Operação (°C)	PMTA (barg)	Pressão de Abertura das válvulas de segurança (barg)
MBK-1140B	Coletor de Óleo (Oil Gathering)	Tubulação (<i>Piping</i>)	117,760	3,45	0,69	93	66	3,45	3,45
		Tratador Eletrostático B (<i>Electrostatic Treater B</i>)							

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Ref.	Descrição	Equipamento	Volume (m³)	Pressão de Projeto (barg)	Pressão de Operação (barg)	Temperatura de Projeto (°C)	Temperatura de Operação (°C)	PMTA (barg)	Pressão de Abertura das válvulas de segurança (barg)
MBF-2011 A/B/ C/D	1º Estágio do Compressor de Gás Principal <i>(Main Gas compression 1st stage)</i>	Tubulação <i>(Piping)</i>	2.345	19	10	60	33	19	19
		Contactora de Sucção do BGC <i>(BGC Suction scrubber)</i>							
MBF-2021 A/B/ C/D	2º Estágio do Compressor de Gás Principal <i>(Main Gas compression 2nd stage)</i>	Tubulação <i>(Piping)</i>	1.375	34,5	24,4	93	47	34,5	34,5
		Contactora de Sucção do BGC <i>(BGC Suction scrubber)</i>							
MBF-2031 A/B/ C/D	3º Estágio do Compressor de Gás Principal <i>(Main Gas compression 3rd stage)</i>	Tubulação <i>(Piping)</i>	1.105	75,85	66,53	93	49	75,85	75,85
		Contactora de Sucção do BGC <i>(BGC Suction scrubber)</i>							
MAK-2210	Separador de Gás <i>(Gas Separator)</i>	Tubulação <i>(Piping)</i>	0,525	199,95	166,85	65.55	49	199,95	199,95
		Filtro Separador de Gás <i>(Gas Filter Separator)</i>							
MAF-2215	Desidratador de Gás Natural <i>(Gas Dehydration)</i>	Tubulação <i>(Piping)</i>	5.678	199,95	166,85	76.66	49	199,95	199,95
		Torre Contactora de Glicol <i>(Glycol Contactor)</i>							

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

Ref.	Descrição	Equipamento	Volume (m³)	Pressão de Projeto (barg)	Pressão de Operação (barg)	Temperatura de Projeto (°C)	Temperatura de Operação (°C)	PMTA (barg)	Pressão de Abertura das válvulas de segurança (barg)
MBF-2510	Seção de Gás Combustível de Alta Pressão (HP Fuel Gas section)	Tubulação (Piping) Contactora de Gás Combustível (Fuel Gas scrubber)	4.600	37,92	31,03	66	-0,76	37,92	37,92

3.4. Sistema de Exportação do Óleo e Gás

Descrição

O óleo será transferido para o navio aliviador usando-se um mangote de carregamento. Estágio de produção de gás: na fase inicial do projeto, o gás será produzido, comprimido e utilizado no gás lift e qualquer excesso enviado pelo riser de exportação de gás e pelo gasoduto para a Plataforma P-15. Na ocasião em que a produção de gás seja insuficiente para o gás lift, o mesmo duto e riser serão usados para importar gás da P-15 para suplementar as necessidades do gás lift.

Capacidades de exportação (escoamento da produção):

-Óleo:

Existem um total 11 bombas submersas Framo (tipo centrífugas com acionamento hidráulico, sendo uma para cada tanque) com capacidades variando de 800 a 1.500m³/h. As condições de operação são: pressão de 8 bar e temperatura ambiente e condições de projeto são: pressão de 15 bar e temperatura de 80º C. A capacidade total é de 5.600 m³/h a temperatura ambiente (os tanques não possuem sistema de aquecimento).

-Gás Natural:

Existem 4 compressores booster, alternativos de 3 estágios com capacidade nominal de 29.500 StdM³/h cada. As condições de projeto são: pressão de 10,5 bar na sucção e 170 bar na descarga e temperatura variando de 3º C a 35º C.

3.5. Sistema de Gás Combustível

Descrição

O sistema de gás combustível fornece gás para os turbogeradores, que fornecem energia para as unidades da planta. O Sistema de Gás Combustível é alimentado por gás proveniente do Separador de glicol ou do sistema de exportação/importação de gás a pressão de 11.700 kPag. O gás combustível passa por um pré-aquecedor onde sua temperatura é elevada para 49°C. A pressão do gás combustível é reduzida para 3.103 kPag antes do separador de gás para remover hidrocarbonetos pesados e reduzir o ponto de orvalho do gás combustível para menos de 25°C. Os condensados são

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

reciclados para o Separador IP (pressão intermediária) através de um separador de sucção de gás de primeiro estágio. O gás combustível é então aquecido para 10°C por meio de um trocador de calor tipo U. O gás é filtrado e transferido para os geradores das turbinas, coletor de utilidades, compressor de gás flash de 1º. estágio, Recuperador de Glicol e Gerador de Gás Inerte.

3.5. Sistema de Tratamento de Água

Descrição

O sistema de tratamento de água é dividido em duas partes, o principal e secundário (para reprocessamento de água fora de especificação). O Sistema Principal de Tratamento de água é composto por três diferentes equipamentos sendo eles o Separador Gravitacional (tipo “Skim Vessel”), um hidrociclone e uma célula flotadora. O Separador gravitacional é responsável por coletar toda a água produzida no processo de separação proveniente dos separadores primários de alta pressão e do separador secundário de pressão intermediária. Após a separação de óleo e água neste equipamento a água é enviada para o hidrociclone aonde ocorre uma segunda separação do óleo e água e finalmente a mesma é tratada pela célula flotadora da plataforma. Na saída da célula flotadora existe um medidor de óleo-água *online* assim como pontos de amostragem para que o controle de qualidade possa ser feito. Caso a água esteja fora de especificação a mesma é mandada para o Sistema Secundário de tratamento de água para que possa ser reprocessada até atingir a especificação definida pelas leis ambientais da Resolução CONAMA 393 de 2007.

O sistema secundário de tratamento de água da plataforma existe para reprocessar toda a água oleosa fora de especificação gerada pelo processo ou obtida pelo drenos da plataforma. O sistema é simples sendo composto por dois tanques de carga adaptados para o recebimento de água. Os tanques servem para fazer a separação gravitacional do óleo da água pelo longo tempo de residência. O primeiro tanque que recebe a água mais suja (1º estagio) se chama Slop sujo. Neste estágio ocorre a primeira separação do óleo. Após um certo período de residência neste equipamento a água mais limpa do fundo do tanque é transferida para um tanque secundário

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

chamado de Slop limpo, onde ocorre uma segunda separação gravitacional do óleo e da água. Na eventualidade do tanque de slop (sujo) estar fora de serviço, pode-se direcionar os líquidos para o Tanque de *Slop* (limpo).

Após o tempo de residência nestes dois tanques a água é reprocessada por um conjunto de filtros cartuchos feito para absorver óleo. Após estes equipamentos a água é descartada no mar caso a mesma esteja dentro da especificação determinada pela Resolução CONAMA 393 de 2007.

3.6. Sistema de Automação, Controle e Parada de Emergência

Descrição

3.6.1. Sala de Controle Central

O Controle automatizado é um detalhe essencial de qualquer sistema, o qual poderia se tornar inseguro sem a intervenção contínua de operação. Os sistemas de controle e monitoramento de campos são sistemas bem garantidos com sinais de saída de fácil compreensão.

Em geral, o controle e monitoramento são executados da Sala de Controle Central (CCR). Para sistemas que exijam operações locais ou sistemas não críticos para os propósitos da facilidade e queiram operações não frequentes, o controle de monitoramento é feito junto ao equipamento.

A quantidade de alarmes foi mantida num mínimo. Alarmes críticos e controles selecionados e funções de monitoramento são, baseadas numa análise de criticidade específica, disponível no CCR. O sistema de alarme foi projetado para suprimir informações desnecessárias ao operador. As funções de controle operacionais são normalmente não duplicadas no CCR e nos locais dos equipamentos

O CCR foi projetado e equipado de tal modo que pode ser operado normalmente por uma pessoa. O sistema para controle e monitoramento possui um gerador de relatório permitindo a emissão de relatórios das condições do sistema. A impressão de alarmes e sinais de desligamento está à disposição do desejo do operador.

3.6.2. Sistema de Parada de Emergência

Um sistema de parada de emergência ESD é crítico para a segurança do pessoal a bordo, ao meio ambiente e para o FPSO. O sistema ESD foi projetado para minimizar a duração de qualquer derramamento do processo, reduzindo o potencial de evolução de um dado incidente. O sucesso na operação e no fechamento das válvulas ESD isolará a cadeia do processo, em seções, isolando-a do fluxo do reservatório e minimizando o possível contrafluxo da linha de exportação de gás e do riser de gás lift. O sistema ESD também desligará a energia elétrica dos equipamentos minimizando o potencial de ignição de descargas de hidrocarbonetos e purgará o gás do blowdown para o flare. O sistema ESD é livre de falhas.

O sistema de parada de emergência foi projetado para acionar imediatamente, automática ou manualmente, para:

- Proteger o pessoal;
- Proteger a instalação e os equipamentos;
- Prevenir a intensificação de um incidente;
- Isolar o estoque de hidrocarbonetos.

O sistema ESD é uma ferramenta de detecção e resposta, que é capaz de tomar ações rápidas para deixar a planta em condições apropriadas e seguras.

O sistema tem uma função de suporte de comando para o TR, ao passar informação de condição de parada e os meios de se iniciar uma parada da planta manualmente.

Caso se confirme uma detecção de incêndio/ gás, uma condição anormal de processo ou uma iniciação de operação manual, o sistema de parada de emergência atua na instalação de produção, no *turret* e nos equipamentos de utilidade onde aplicável de maneira ordeira, mantendo as exigências de segurança aos equipamentos e ao pessoal.

Existem cinco (5) níveis de parada no FPSO Fluminense, que vai de parada de uma unidade de processo ou a parada de uma unidade não crítica, até a parada total do campo:

- ASD – Parada de Abandono do FPSO;
- ESD – Parada de Emergência;
- PSD – Parada de Processo;

- USD – Parada de Unidade;
- SESD – Fechamento dos Poços.

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

ASD – A pardada só se inicia em resposta a uma emergência extrema, tais como: explosão violenta ou incêndio descontrolado. A parada tem como objetivo eliminar todas as fontes de ignição remanescentes antes de se abandonar o FPSO e só pode ser acionada manualmente do CCR, em ambas as estações de barco salva vidas e na escada do heliporto.

ESD – A parada é causada pelas condições de processo que evita operação insegura dos sistemas de processo tais como, altas pressões ou níveis de certos vasos de pressão, um incêndio, um grande derrame de hidrocarboneto ou de gás; ou por meio de botoeiras localizados na planta e no CCR. O bloqueio das válvulas da cabeça de poço, os trens de produção de óleo e gás e dos sistemas dependentes da continuação da produção e dos sistemas de utilidades, incluindo os a parada dos Geradores de Energia Principais.

PSD – A parada resulta no fechamento total do processo, não afetando as utilidades.

USD – A parada é uma ação de fechamento normalmente causada por um evento/condição indesejável ocorrido na unidade/equipamento do processo que estiver operando acima de seus limites de operação.

SESD – O bloqueio resulta no fechamento de todos os poços em caso de sinistro subsea.

3.6.3. Sistema de Proteção Contra Alta Pressão

O Sistema de Proteção de Alta Integridade do Separador do Flare foi projetado como uma linha adicional de defesa para proteger o separador do flare de altas cargas, o que pode causar transbordamento de fluidos do processo.

Os separadores do flare estão providos com instrumentação colocados no Sistema de Proteção de Alta Integridade, o qual bloqueia nos riser e no processo, prevenindo que ocorreram altos níveis nos Separadores de Alta e Baixa Pressão do Flare.

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

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

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume Total (m³)	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's	PSV's			HIPPS (High Integrity Pressure Protection System)
									Set point	Tipo	Dim.	
MBD-1015	Conduto Distribuidor de Produção de Bijupirá (<i>Bijupirá Bijupirá Production Header</i>)	Tubulação (Piping)	14" / 16"	93,870	18,96	18,96	Sim	-	18,27 bar	Piloto	4 x 6 9.489 IN2	API RP 520
		Separador de Produção de Bijupirá (<i>Bijupirá Production Separator</i>)	3048x12192 mm				Sim					
MBD-1020	Conduto Distribuidor de Produção de Teste (Test Production Header)	Tubulação (Piping)	14" / 16"	93,870	18,96	18,96	Sim	-	18,27 bar	Piloto	4 x 6 9.489 IN2	API RP 520
		Separador de Produção de Teste (Test Production Separator)	3048x12192 mm				Sim					
MBD-1010	Conduto Distribuidor de Produção de Salema (<i>Salema Production Header</i>)	Tubulação (Piping)	8" / 10"	45,940	18,96	18,96	Sim	-	18,27 bar	Piloto	4 x 6 9.489 IN2	API RP 520
		Separador de Produção de Salema (<i>Salema Production Separator</i>)	2286x8890mm				Sim					
MBD-1125	Seção de Óleo (Oil section)	Tubulação (Piping)	12"	155,000	8,5	8,5	Sim	-	8,5 bar	Piloto	4 x 6 9.489 IN2	API RP 520
		Separador PI (pressão intermediária)	2440x10975 mm				Sim					
MBK-1140A	Coletor de Óleo (Oil Gathering)	Tubulação (Piping)	10" / 12"	117,760	3,45	3,45	Sim	-	3,45 bar	Piloto	4 x 6 9.489 IN2	API RP 520
		Tratador Eletrostático A (<i>Electrostatic Treater A</i>)	3050x15240 mm				Sim					

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume Total (m³)	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's	PSV's			HIPPS (High Integrity Pressure Protection System)
									Set point	Tipo	Dim.	
MBK-1140B	Coletor de Óleo (Oil Gathering)	Tubulação (Piping)	10" / 12"	117,760	3,45	3,45	Sim	-	3,45 bar	Piloto	4 x 6 9.489 IN2	API RP 520
		Tratador Eletrostático B (Electrostatic Treater B)	3050x15240 mm				Sim					
MBF-2011 A/B/C/D	1º estágio do Compressor de Gás Principal (Main Gas compression 1 st stage)	Tubulação (Piping)	8"	2.350	19	19	Sim	-	19	Piloto	3 x 4 6.7330 IN2	-
		Contactora de Sucção do BGC (BGC Suction scrubber)	1067x2565 mm				Sim					
MBF-2021 A/B/C/D	2º estágio do Compressor de Gás Principal (Main Gas compression on 2nd stage)	Tubulação (Piping)	2" / 6"	1.380	34,5	34,5	Não	-	34,5	Piloto	2 x 3 2.892 IN2	-
		Contactora de Sucção do BGC (BGC Suction scrubber)	863x2690 mm				Não					
MBF-2031 A/B/C/D	3º estágio do Compressor de Gás Principal (Main Gas compression 3 rd stage)	Tubulação (Piping)	2" / 6"	1.110	75,85	75,8	Sim	Yes	75,8	Piloto	2 x 3 1.286 IN2	-
		Contactora de Sucção do BGC (BGC Suction scrubber)	762x2515 mm				Sim					
MAK-2210	Separador de Gás (Gas Separator)	Tubulação (Piping)	2" / 8"	0,530	199,95	199,95	Sim	-	199,95	Direct Spring	1 x 2 0.196 IN2	API RP 520
		Filtro Separador de Gás (Gas Filter Separator)	508 x 3353 mm				Sim					

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

-	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume Total (m ³)	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's	PSV's			HIPPS (High Integrity Pressure Protection System)
									Set point	Tipo	Dim.	
MAF-2215	Desidratação de Gás (Gas Dehydration)	Tubulação (Piping)	2" / 8"	5.680	199,95	199,95	Sim	-	199,95	Direct Spring	1 1/2 x 2 0.307 IN2	API RP 520
		Torre Contactora de Glicol (Glycol Contactor)	838x9754 mm				Sim					
MBF-2510	Seção de Gás Combustível de Alta Pressão (HP Fuel Gas section)	Tubulação (Piping)	4" / 3"	4.600	37,92	37,92	Sim	-	37,92	Piloto	3 x 4 1.838 IN2	-
		Contactora de Gás Combustível (Fuel Gas scrubber)	1220x3658 mm				Sim					

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume Total (m³)	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's	PSV's			HIPPS	Válvulas SS	PSV Sizing Basis
									Set point	Tipo	Dim.			
WS 11240701	Linha de Injeção de Água (WI Flowline)	Flexível	4,5"	23,7	24,82	24,82	Não	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 11240702	Linha de Injeção de Água (WI Riser)	Flexível	4,5"	11,2	24,82	24,82	Não	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 15240701	Linha de Escoamento de Produção (Production Flowline)	Flexível	6"	20,8	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 15240701	Linha de Escoamento de Produção (Production Flowline)	Flexível	6"	24,1	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 15240701	Linha de Escoamento de Produção (Production Riser)	Flexível	6"	45,2	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 15240702	Linha de Escoamento de Produção (Production Riser)	Flexível	6"	21,4	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 15240702	Linha de Escoamento de Produção (Production Riser)	Flexível	6"	21,4	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume Total (m³)	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's	PSV's			HIPPS	Válvulas SS	PSV Sizing Basis
									Set point	Tipo	Dim.			
WS 13160701	Linha de Gás de Elevação (<i>Gas Lift Flowline</i>)	Flexível	5"	31,7	16	16	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 13160702	Linha de Gás de Elevação (<i>Gas Lift Riser</i>)	Flexível	5"	14,8	16	16	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 18230701	Linha de Injeção de Água (<i>WI Flowline</i>)	Flexível	7"	47,5	23,44	23,44	Não	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 18230702	Linha de Injeção de Água (<i>WI Riser</i>)	Flexível	7"	27,1	23,44	23,44	Não	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 20240701	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Flowline</i>)	Flexível	8"	59,5	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 20240701	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Flowline</i>)	Flexível	8"	60,1	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 20240701	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Flowline</i>)	Flexível	8"	61,4	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

	Seção	Equipamento	Dimensão	Volume Total (m ³)	Pressão de Projeto (barg)	PMTA (barg)	ESDV's	BDV's	PSV's			HIPPS	Válvulas SS	PSV Sizing Basis
									Set point (Mpag)	Tipo	Dim.			
WS 20240701	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Flowline</i>)	Flexível	8"	61,5	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 20240702	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Riser</i>)	Flexível	8"	37,5	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 20240702	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Riser</i>)	Flexível	8"	37,6	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 20240703	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Riser</i>)	Flexível	8"	37,6	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
WS 20240703	Linha de Escoamento de Produção (<i>Production Riser</i>)	Flexível	8"	37,7	24,13	24,13	Sim	Manual	-	-	-	Sim	Sim (*)	-
241.50006	Linha de Escoamento de Gás de Exportação (<i>Gas Export flowline</i>)	Flexível/Rígido	9,5"	1209,9	13,8	13,8	Sim	Manual	13,3	Spring operated	2"x3"	Sim	Sim (*)	-

(*) Nota: Risers: Três válvulas em todos os risers. São estas: Válvula de segurança submarina de controle de superfície (SCSSV) em completação, Válvula Master de Produção (PMV), Válvula Swab de Produção (PSV), Production Wing Valve (PWV), Crossover Valve (XOV), Annulus Master Valve (AMV), Annulus Swab Valve (ASV), Annulus Wing Valve (AWV).

3.6.4. Sistema de Despressurização

Em caso de detecção de incêndio ou gás a despressurização dos sistemas de processo, através do queimador (*flare*) de alta ou baixa pressão, reduzirá a quantidade de gás de hidrocarboneto disponível que poderá alimentar tanto ao vazamento inicial ou qualquer escalonamento 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 o escalonamento do incidente.

O sistema de despressurização é crítico na redução da quantidade disponível para alimentar um vazamento, no caso de um incidente com hidrocarboneto. Além disso, a despressurização de vasos de hidrocarbonetos reduz a possibilidade de escalonamento.

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 Fluminense contará, durante a fase de operação em Bijupirá e Salema, 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.

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

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

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 (Hidroclean/ Bravante e O'Briens) em resposta a derrame de óleo no mar. Tal contrato prevê o fornecimento de recursos (materiais e humanos) para combate *offshore* e *onshore*, inclusive para limpeza de áreas costeiras eventualmente atingidas em caso de acidentes de grande monta.

Além disso, a Shell Brasil Petróleo Ltda, sendo membro da Shell Response Limited, tem acesso direto aos recursos da Clean Caribbean & Américas – CCA e Oil Spill Response and East Ásia Response Limited – OSRL – EARL. 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



Campos Bijupirá e Salema

Linhos de produção, Risers e Umbilicais.

Linhos de produção

Em cada manifold submarino, a combinação de linhas duplas (produção e teste) e do loop do *pig* no *manifold* provê flexibilidade para uma volta completa do *pig*, vindo do FPSO. Os *pigs* podem ser lançados pela linha de produção ou pela de teste se utilizando os lançadores e receptores de *pig* localizados no *Turret*.

Um gasoduto existente de 9-1/2" com 26 km servindo para exportar/importar é usado para conectar o FPSO Fluminense com a Plataforma P-15.

Campo de Bijupirá

O Centro de Perfuração de Bijupirá é conectado ao FPSO Fluminense por meio de seis (6) linhas, sendo quatros (4) linhas de 8" DI de produção, uma (1) linha de 5" DI para gas lift e uma (1) linha de 7" DI para injeção de água salgada.

Campo de Salema

Documentação de Segurança Operacional (DSO) – FPSO Fluminense

O Centro de Perfuração de Salema é conectado ao FPSO Fluminense por meio de quatro (4) linhas, sendo duas (2) linhas de 6" DI para produção, uma (1) linha de 4" DI para gas lift e uma (1) linha de 4,5" DI para injeção de água salgada.

Risers

Cada linha é conectada, com um riser flexível e revestido, ao *turret* do FPSO Fluminense.

Umbilicais

As árvores de natal submersas e os *manifolds* são controlados por um sistema eletro-hidráulico vindo do FPSO Fluminense para o Módulo de Terminação de Umbilicais (UTA – *Umbilical Termination Assembly*) de cada Centro de Perfuração, através de um umbilical de controle. A injeção de metanol e químicos inibidores/dispersantes também é feita através do umbilical de controle de produção. Os módulos de controle submarinos estão localizados nos manifolds, cada um controlando duas (2) árvores de natal e suas respectivas válvulas e choques no manifold.

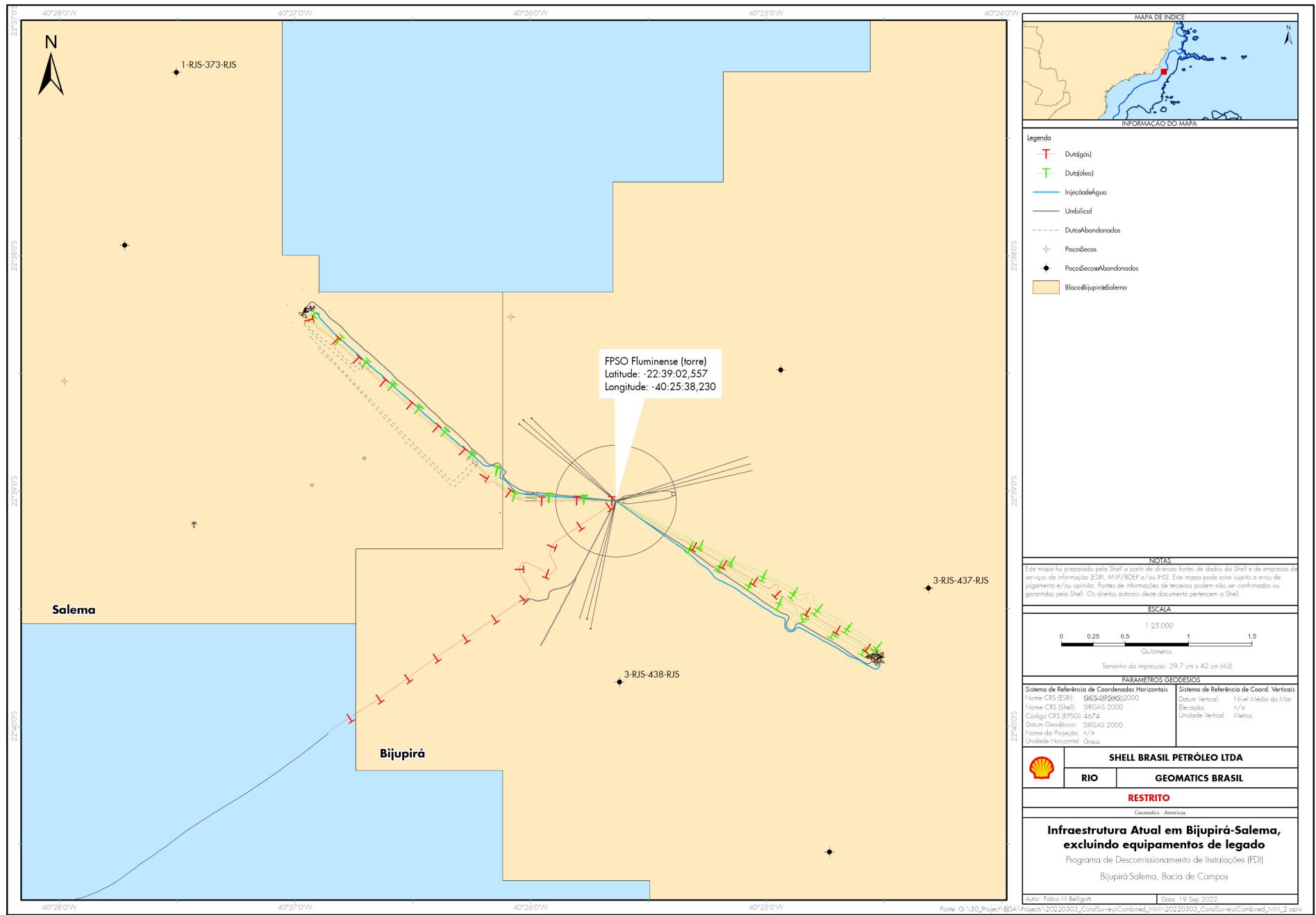
5, GLOSSÁRIO.

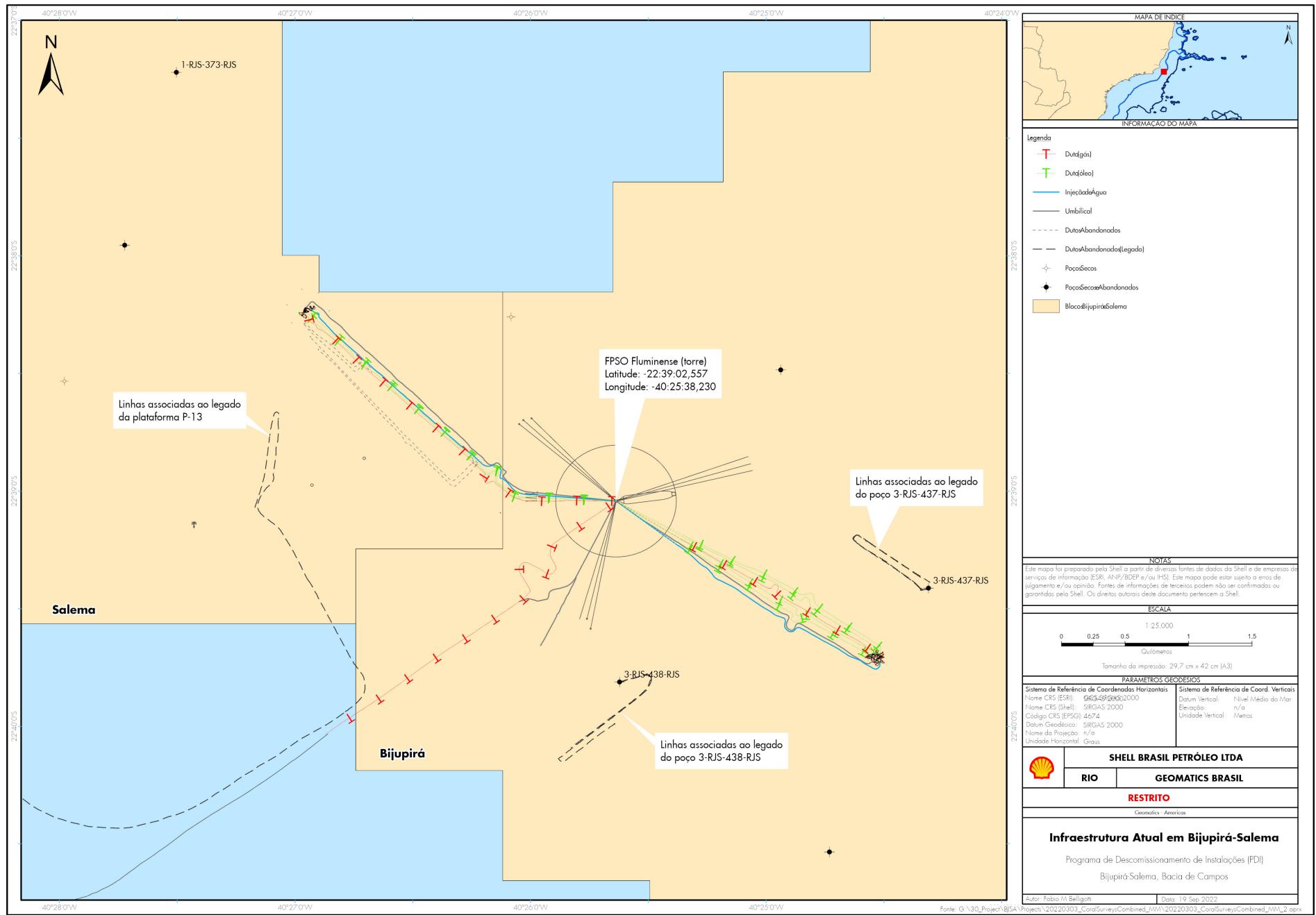
Descrição

- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- 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
- ETRERA – Escape, TR, Evacuation and Rescue Analysis
- ULCC – Ultra Large Crude Carrier
- UPS – Uninterruptible Power Supply
- VHF – Very High Frequency

Anexo IV

Mapa de Localização do Sistema de
Produção

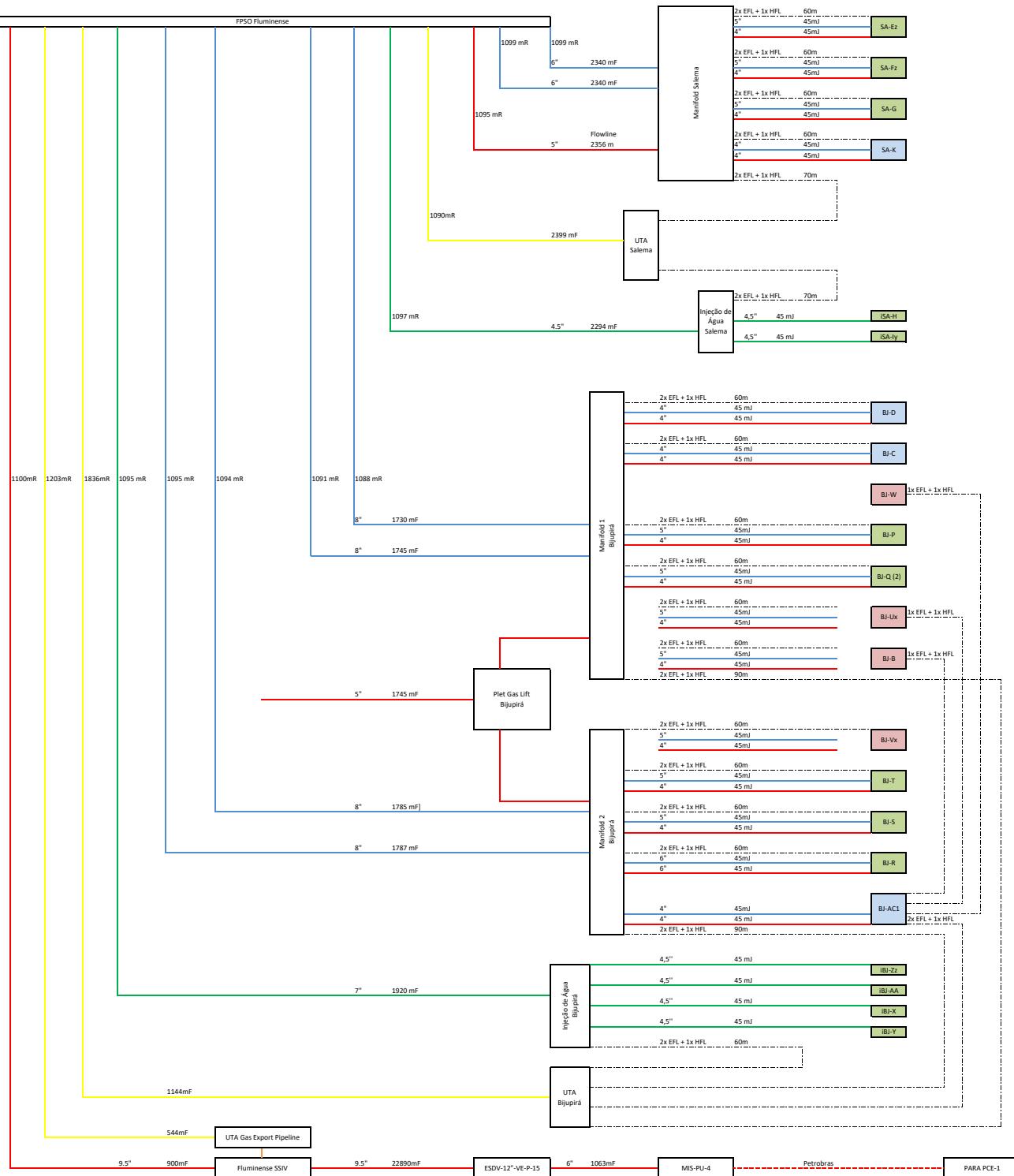




Anexo V

Diagram Unifilar

Anexo VII - Diagrama Unifilar - Campos de Bijupirá e Salema



Anexo VI

Plano de Monitoramento Pos-
Descomissionamento (PMPD) -
Desconexão do FPSO Fluminense

**PLANO DE
MONITORAMENTO PÓS-
DESCOMISSIONAMENTO
dos Campos de
Bijupirá e Salema**

**Desconexão do
FPSO Fluminense**

**Processo IBAMA
Nº 02022.004188/2001-21**

Rev. 00 – Setembro, 2022

DESENVOLVIDO PARA:





CONTROLE DE REVISÕES

Rev.	Data	Descrição (motivo da revisão)
00	Setembro/2022	Documento original



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. LOCALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES.....	1
3. JUSTIFICATIVA.....	2
4. OBJETIVO, METAS E INDICADORES.....	1
5. PÚBLICO-ALVO	2
6. METODOLOGIA E DESCRIÇÃO DO PROJETO.....	2
7. ACOMPANHAMENTO E AVALIAÇÃO.....	5
8. INTER-RELAÇÃO COM OUTROS PROJETOS	5
9. ATENDIMENTO A REQUISITOS LEGAIS E/OU OUTROS REQUISITOS	5
10. ETAPAS DE EXECUÇÃO	5
11. RECURSOS NECESSÁRIOS	6
12. RESPONSÁVEL PELA IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO.....	6
13. RESPONSÁVEIS TÉCNICOS.....	6
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	7

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Localização dos Campos de Bijupirá & Salema, Bacia de Campos.....</i>	<i>2</i>
<i>Figura 2 – Infraestrutura nos Campos de Bijupirá e Salema, Bacia de Campos. (Fonte: Shell, 2022)..</i>	<i>1</i>
<i>Figura 3 – Localização dos risers, flowlines, UTA's, linhas de ancoragem do FPSO Fluminense, Campo de Bijupirá e Salema, Bacia de Campos. Fonte: Witt O'Brien's.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 4 – Localização das áreas de fundo para planejamento de transectos onde o ROV deverá realizar a filmagem.</i>	<i>4</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Metas e indicadores propostos neste PMPD.....</i>	<i>1</i>
<i>Tabela 2 - Cronograma das atividades do PMPD – Desconexão do FPSO Fluminense do Campo de Bijupirá e Salema.</i>	<i>6</i>
<i>Tabela 3 - Responsável técnico pela elaboração do PMPD.....</i>	<i>6</i>



1. INTRODUÇÃO

O presente “Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento (PMPD) – Desconexão do FPSO Fluminense” apresenta a justificativa, metodologia de amostragem e análise dos possíveis impactos relacionados às atividades estabelecidas no Programa de Descomissionamento de Instalações Executivo do FPSO Fluminense, localizado nos Campos de Bijupirá e Salema (BJSA), Bacia de Campos.

O IBAMA emitiu o Parecer Técnico nº 319/2022-COPROD/CGMAC/DILIC, o qual aprovou a proposta da SBPL de apresentar o escopo do Programa de Descomissionamento de BJSA em dois PDI Executivos complementares e subsequentes – um PDI Executivo do FPSO Fluminense e um PDI Executivo do Sistema Submarino. Desta forma, o PMPD apresentado neste PDI Executivo do FPSO Fluminense tem como base a primeira fase da atividade de descomissionamento dos campos, quando será realizada a desconexão da plataforma e remoção dos *risers*, umbilicais, UTA's (“*UTA - Umbilical Termination Assembly*”) e linhas de ancoragem.

O cronograma estimado para as operações de desconexão e recolhimento dos *risers*, umbilicais, UTAs e linhas de ancoragem do FPSO tem previsão de início em abril de 2023 e encerramento em dezembro de 2023, com o reboque da plataforma para um estaleiro de reciclagem.

No PDI Executivo do Sistema Submarino, será apresentado o PMPD com foco sobre o Sistema Submarino, considerando as *flowlines* e demais estruturas submarinas.

2. LOCALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES

O FPSO Fluminense e suas estruturas associadas encontram-se instalados na área dos Campos de Bijupirá e Salema, que se localizam a 83,7 km da costa do município de Campos dos Goytacazes/RJ e estão situados sobre o talude continental da Bacia de Campos (**Figura 1**). As profundidades médias de lâmina d’água em que as estruturas se encontram instaladas são de 765 m em Bijupirá e de 623 m em Salema.

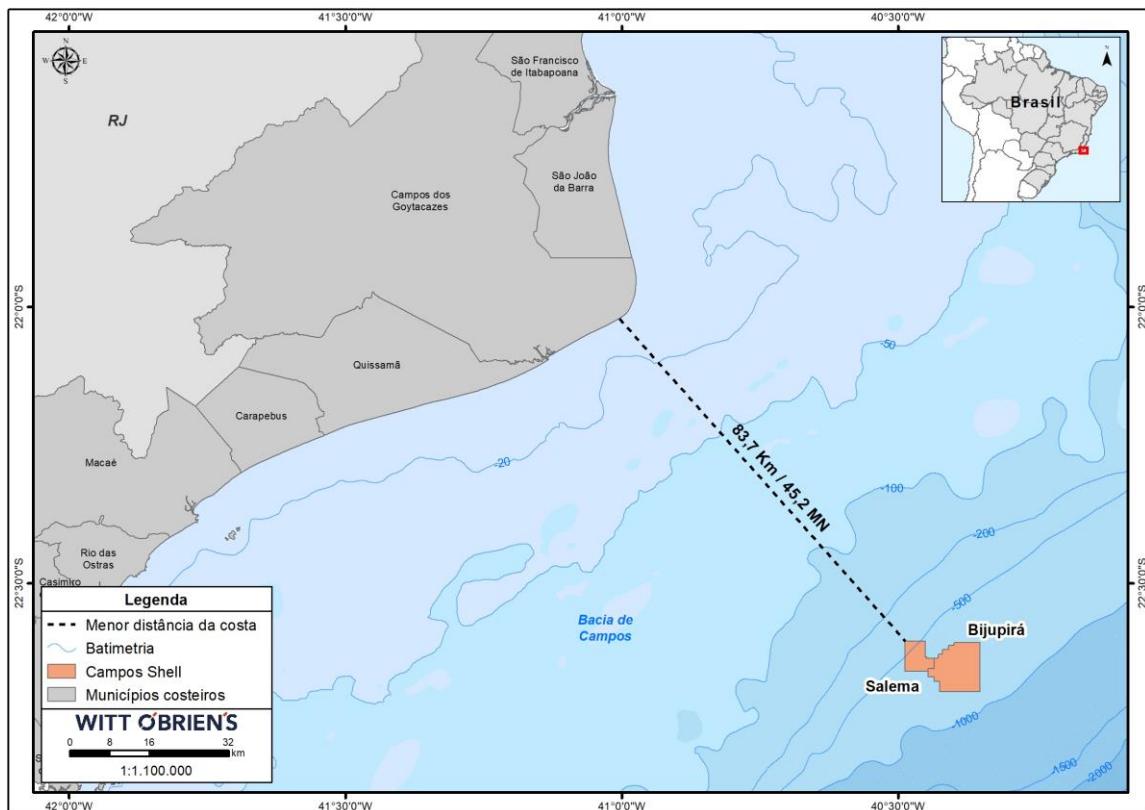


Figura 1 – Localização dos Campos de Bijupirá & Salema, Bacia de Campos.

3. JUSTIFICATIVA

Devido ao potencial impactante da atividade descomissionamento, é de fundamental importância o monitoramento ambiental dos impactos previstos, a fim de se verificar e acompanhar (dimensionar) quaisquer alterações ambientais. Assim, o presente PMPD foi elaborado com base nos impactos identificados na Avaliação dos Impactos Ambientais (AIA), aprovada por esta Coordenação no PT 319/2022 que aprovou o PDI Conceitual de BJSA - Revisão 02, submetido em 21/01/2022, SEI 11779264.

Os impactos apontados ao compartimento sedimento pela desconexão e remoção de *risers*, umbilicais, UTA's e linhas de ancoragem do fundo oceânico, considerando o Cenário Operacional, foram IMP 10 – Danos ao substrato oceânico em função da remoção de estruturas no leito marinho, classificado como de baixa magnitude e pequena importância; IMP 11 – danos às estruturas coralíneas e fauna associada, com média magnitude e grande importância; IMP 13 – alterações nas comunidades bentônicas em função da remoção de equipamentos e da desconexão, classificado como de baixa magnitude e média importância.

Com relação à fauna bentônica, a SBPL dispõe de um “Site Survey” dos Campos de BJSA, realizado pela empresa ENTERPRISE OIL em 2001, que permitiu identificar possíveis regiões



de corais a partir da interpretação dos dados obtidos com Sonar de Varredura Lateral (*Side Scan Sonar*).

Além disso, foi verificado que o assoalho oceânico de BJSA apresenta corais que cruzam ambos os campos com orientação SW-NE, agrupados em forma de colônias e/ou bancos coralíneos, havendo pontos com organismos não sésseis habitando estas estruturas. É importante mencionar que não foram identificados recifes de corais constituídos por esqueleto destes organismos, sendo apenas encontrados bancos de corais com fauna associada dispersos no fundo marinho, com sua concentração variando espacialmente (SHELL/WITT O'BRIENS, 2020).

Além disso, no Diagnóstico de Corais do PDI Executivo do FPSO Fluminense, foram apresentados resultados de inspeções realizadas por veículos de operação remota (*Remotely Operated Vehicles - ROVs*) nos campos de BJSA, objetivando a observação de corais de profundidade e fauna associada nas linhas de estruturas, em foco atual de descomissionamento.

Estas inspeções ocorreram em diferentes campanhas, realizadas por diferentes embarcações e equipes técnicas, tendo sido as duas últimas em dezembro de 2021 e fevereiro de 2022. Através das inspeções, foi observada a presença de vida marinha classificada nas seguintes categorias: Bancos de corais, corais vivos isolados, corais mortos, cascalhos biogênicos e outros organismos sésseis.

Estes estudos já realizados em BJSA, que mapearam e identificaram os corais de profundidade presentes no substrato marinho, inclusive nas áreas onde as estruturas estão em contato com o fundo, serão utilizados para comparação com a inspeção a ser realizada após o descomissionamento, a fim de verificar possíveis impactos ocorridos durante o desenvolvimento da operação.

Cabe mencionar que, no Parecer Técnico nº 319/2022-COPROD/CGMAC/DILIC, foi solicitada a apresentação de informações sobre a presença de bancos de coral sob as linhas que serão removidas (trechos riser/umbilicais e linhas de ancoragem). Em reunião realizada com esta Coordenação em 08/09/2022, a SBPL informou restrições relacionadas à segurança da operação para a obtenção de imagens sob linhas suspensas, principalmente devido aos riscos envolvidos na aproximação das linhas. Reforçou também os resultados da inspeção executada com o sonar de varredura lateral (ENTERPRISE OIL, 2001), apontando pouca ou nenhuma ocorrência de corais na região abaixo das linhas, conforme apresentado na **Figura 2**. Estes dados estão considerados na proposta de execução da filmagem após a remoção das estruturas suspensas, conforme será apresentado neste PMPD.

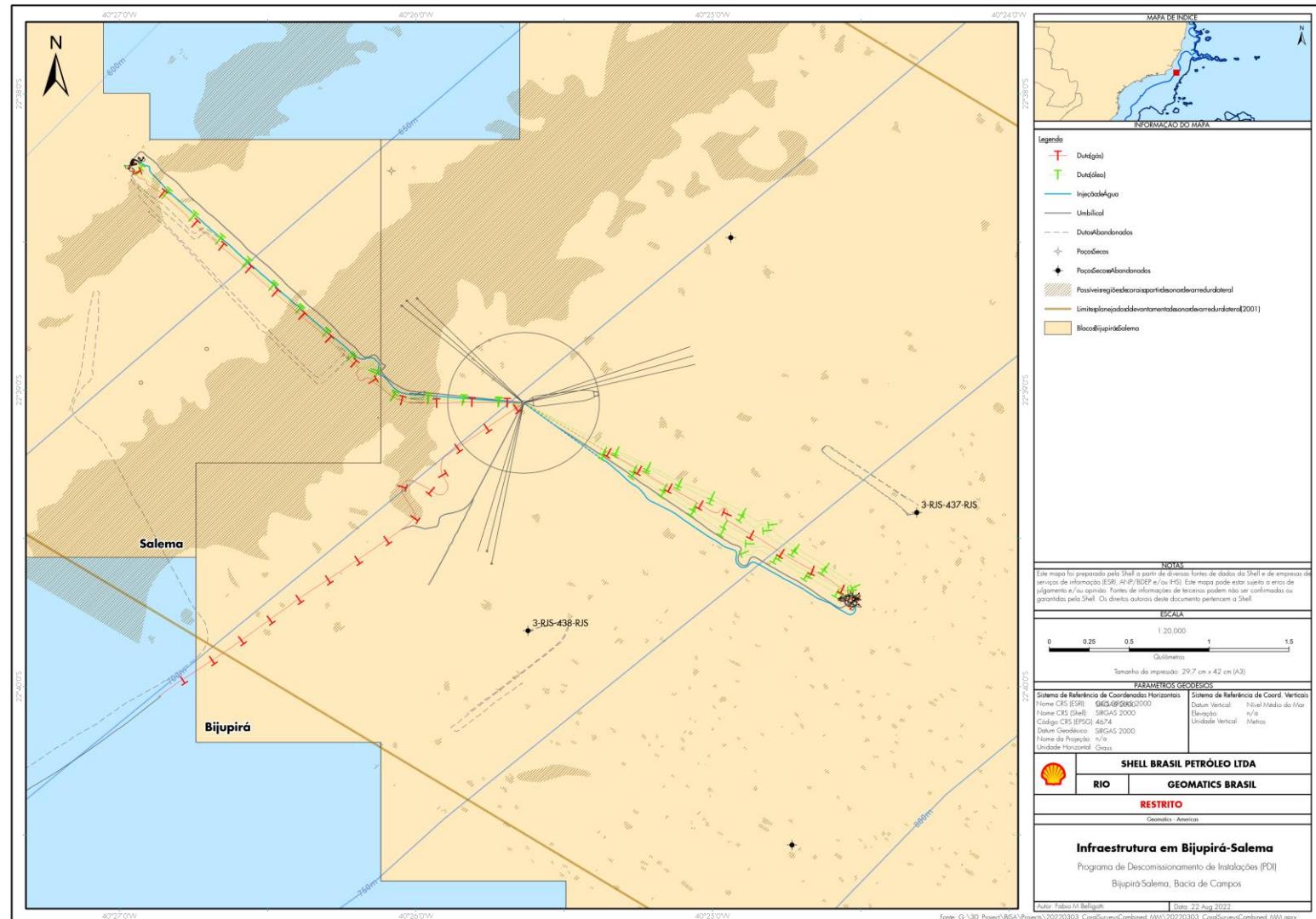


Figura 2 – Infraestrutura nos Campos de Bijupirá e Salema, Bacia de Campos. (Fonte: Shell, 2022).



Desta forma, foi incluído como objetivo deste PMPD, a realização de uma filmagem final da região abaixo da projeção da porção suspensa dos *risers*, umbilicais e linhas de amarração, após a saída do FPSO.

Sendo assim, tendo em vista os possíveis impactos e alterações devido à desconexão e remoção das estruturas submarinas, foi elaborado o presente PMPD – Desconexão do FPSO Fluminense, a fim de avaliar as áreas sob e em contato com o fundo após a realização da atividade de descomissionamento.

4. OBJETIVO, METAS E INDICADORES

O Objetivo do presente PMPD – Desconexão do FPSO Fluminense é realizar a inspeção das áreas sob e em contato com o fundo após a realização da atividade de descomissionamento, a fim de avaliar os possíveis impactos relacionados à operação.

Para alcançar este objetivo, foram estabelecidos metas e indicadores, que estão apresentados na **Tabela 1**.

Tabela 1 - Metas e indicadores propostos neste PMPD.

Metas	Indicadores
<ul style="list-style-type: none"> • Inspecionar o assoalho oceânico em contato com as estruturas submarinas após a atividade de desconexão do FPSO Fluminense. 	<ul style="list-style-type: none"> • Presença/ausência de colônias e/ou bancos coralíneos no assoalho oceânico nas áreas imageadas. • Inventário de espécies bentônicas identificadas.
<ul style="list-style-type: none"> • Inspecionar região abaixo da parte suspensa dos <i>risers</i>, umbilicais e linhas de ancoragem, após a desconexão do FPSO. 	<ul style="list-style-type: none"> • Presença/ausência de colônias e/ou bancos coralíneos no assoalho oceânico nas áreas imageadas. • Inventário de espécies bentônicas identificadas.
<ul style="list-style-type: none"> • Avaliar as áreas passíveis de impacto após o recolhimento das estruturas submarinas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verificação de impactos sobre os bancos biogênicos após o recolhimento das estruturas submarinas
<ul style="list-style-type: none"> • Verificar a ocorrência de impactos de coral sol sobre as comunidades bentônicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausência de colônia viva de coral sol sobre as comunidades bentônicas
<ul style="list-style-type: none"> • Apresentar inventário fotográfico do imageamento realizado após a desconexão do FPSO Fluminense. 	<ul style="list-style-type: none"> • Relatório do PMPD – Desconexão do FPSO Fluminense



5. PÚBLICO-ALVO

O público de interesse deste programa é a própria SBPL, as instituições científicas, as ONGs (Organizações Não-Governamentais) e o órgão ambiental licenciador, interessados na obtenção dos resultados e discussões.

6. METODOLOGIA E DESCRIÇÃO DO PROJETO

O imageamento compreenderá as estruturas submarinas a serem desconectadas e removidas (*risers*, umbilicais, UTA's e linhas de amarração) na desconexão do FPSO Fluminense, bem como o fundo marinho em contato com essas estruturas.

Cabe mencionar que a tipologia de linhas que serão desconectadas do *turret* do FPSO Fluminense são:

- 6 *Risers* de produção (4 em Bijupirá e 2 em Salema), 1 riser de *gas lift* (Salema) e 2 linhas de injeção de água (1 em Bijupirá e 1 em Salema),
- 2 Umbilicais (1 em Bijupirá e 1 em Salema),
- 1 Umbilical da linha de exportação de gás;
- 1 *Riser* da linha de exportação de gás e
- 9 linhas de ancoragem.

Cabe mencionar que o trecho *riser* da linha de *gas lift* de Bijupirá já foi removido em caráter emergencial, conforme a anuência concedida por meio do OFÍCIO Nº 82/2022/COPROD/CGMAC/DILIC de 17.2.2022 (SEI 11966622), com base no Parecer Técnico nº 71/2022-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI 11966622).

Os *risers* serão desconectados dos *flowlines*, cuja remoção será avaliada em momento posterior, na submissão do PDI Executivo do Sistema Submarino. Para os umbilicais foi proposta a remoção integral (trecho *riser* e *flowline*). Na **Figura 3** é possível verificar o posicionamento das estruturas mencionadas no Campo de BJSA.

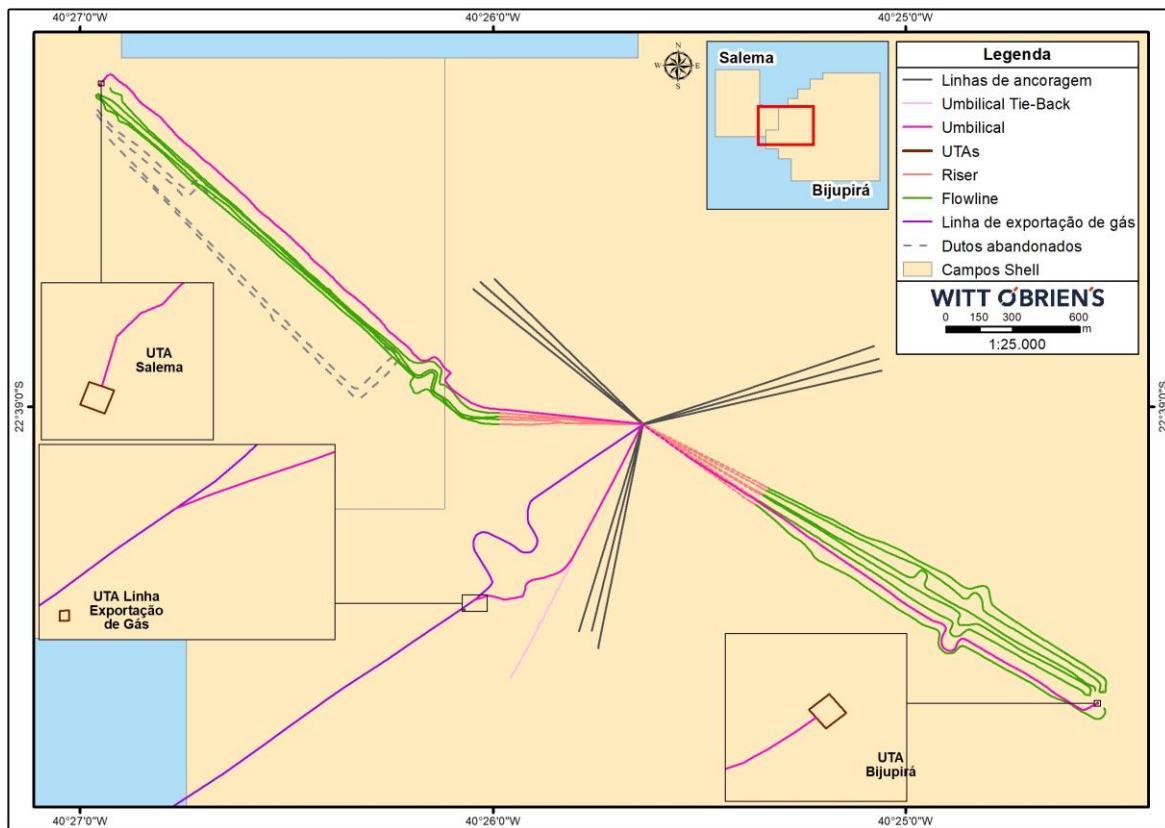


Figura 3 – Localização dos *risers*, *flowlines*, *UTA's*, linhas de ancoragem do FPSO Fluminense, Campo de Bijupirá e Salema, Bacia de Campos. Fonte: Witt O'Brien's.

O imageamento será realizado por ROV, que deverá se deslocar a uma altura média de 1 a 2 m do fundo marinho, em velocidade entorno de 0,5 kt. O ROV será equipado com uma câmera HD em angulação entre 30 e 45º e registrará imagens em escala detalhada e panorâmica.

As imagens devem permitir a identificação de espécies bentônicas, especialmente colônias e bancos coralíneos, bem como, a possível presença de colônia viva de coral sol. Além disso, a avaliação das imagens deve considerar os tipos de impacto causado e tamanho das marcas nas áreas de contato entre as estruturas e o fundo marinho. Estes tipos de impacto podem ser classificados como:

- Contato – equipamento pousado sobre ambientes sensíveis, sem que haja enterramento;
- Marcas de arrasto – marcas de deslocamento horizontal;
- Trincheira – equipamento pousado sobre ambientes sensíveis com enterramento parcial em bancos biogênicos;
- Soterramento – duto totalmente enterrado;
- Depressão – marcas profundas isoladas;



- Danos à integridade dos bancos biogênicos.

Deverá ser realizada uma inspeção visual após o término da desconexão do FPSO e remoção das estruturas de acordo com o cronograma da atividade. As áreas de fundo estão apresentadas na **Figura 4** e incluem o substrato em contato direto com os *risers*, umbilicais, UTA's, e linhas de ancoragem, bem como o fundo marinho sob as linhas de ancoragem, umbilicais e *risers*.

O ROV deverá percorrer o centro de linha correspondente à localização das estruturas de fundo e, nos locais onde foram mapeados bancos de corais de acordo com o diagnóstico ambiental, a área de imageamento será expandida 10 m (**Figura 4**) de cada lado do centro de linha para que estas estruturas biogênicas possam ser melhor avaliadas após o descomissionamento.

A inspeção será integralmente gravada em filmes (em extensões como .avi ou .wmv, por exemplo) e os pontos/feições relevantes registrados por meio de foto para elaboração dos relatórios de inspeção. Os vídeos devem possuir *overlay* que apresentem, no mínimo, data, nome da estrutura, posicionamento (coordenadas) e aprofundamento (*heading*) do ROV.

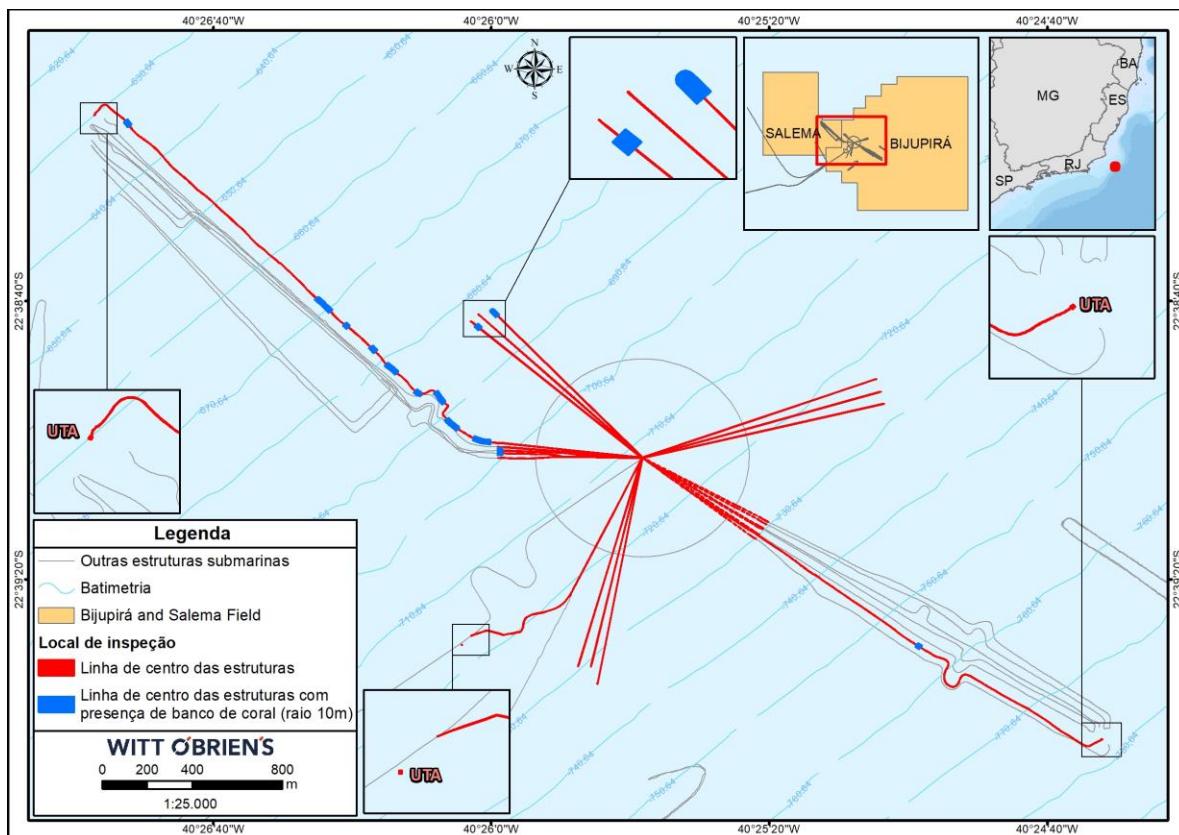


Figura 4 – Localização das áreas de fundo para planejamento de transectos onde o ROV deverá realizar a filmagem.



7. ACOMPANHAMENTO E AVALIAÇÃO

Será elaborado o “Relatório Final de Avaliação do PMPD”, ao término das atividades de desconexão do FPSO Fluminense. O documento deverá abranger a campanha de inspeção, listando as estruturas removidas, as áreas inspecionadas, comparando os dados obtidos (espécies bentônicas identificadas, área e tipo de impacto observados) após a remoção com os estudos de inspeção de fundo já realizados em BJSA.

Os dados serão apresentados através de tabelas e gráficos, quando pertinente, e as análises serão ilustradas através de imagens do ROV, bem como outras ferramentas e dados que possam contribuir para a avaliação. A discussão e conclusão do relatório devem abordar o alcance das metas e objetivos, considerando os indicadores estabelecidos.

8. INTER-RELAÇÃO COM OUTROS PROJETOS

Este Projeto está relacionado diretamente aos seguintes Projetos Ambientais:

- **Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE)** – este Projeto prevê ações de atendimento e manejo de aves em diversos casos.
- **Projeto de Controle da Poluição (PCP)** – este Projeto irá monitorar e controlar os efluentes líquidos, as emissões atmosféricas e os resíduos gerados durante a atividade.
- **Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT)** - todas as equipes da unidade de descomissionamento, das embarcações de apoio e da base logística em terra serão informadas sobre esta atividade, bem como da importância de sua execução;
- **Projeto de Comunicação Social (PCS)** - as comunidades e entidades identificadas serão informadas desta atividade, bem como da importância de sua execução.

9. ATENDIMENTO A REQUISITOS LEGAIS E/OU OUTROS REQUISITOS

Como requisito legal deste projeto, pode ser citada a Resolução ANP nº817/2020.

10. ETAPAS DE EXECUÇÃO

As etapas de execução do PMPD – Desconexão do FPSO Fluminense estão diretamente relacionadas ao escopo do projeto e ao cronograma previsto da atividade. Na **Tabela 2** é



apresentado o cronograma físico do monitoramento da desconexão do FPSO a ser realizado pela Shell em BSJA.

Tabela 2 - Cronograma das atividades do PMPD – Desconexão do FPSO Fluminense do Campo de Bijupirá e Salema.

Atividade	Abril a dezembro/2023	Após o término da atividade de desconexão do FPSO
Remoção dos risers, umbilicais, UTA's e linhas de ancoragem		
Campanha de Inspeção Visual com ROV		
Elaboração e Apresentação do Relatório Final de Avaliação do PMPD		

11. RECURSOS NECESSÁRIOS

Alguns dos recursos físicos e humanos previstos encontram-se descritos nos itens abaixo.

Recursos Físicos

- ROV para inspeção do fundo oceânico após o descomissionamento;

Recursos Humanos

- Profissionais de nível superior e com experiência para a avaliação das imagens de ROV, identificação da fauna marinha e elaboração do “Relatório Final de Avaliação do PMPD”.

12. RESPONSÁVEL PELA IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO

A responsabilidade final pelo planejamento, programação e implementação deste projeto é da SBPL, que assumirá todos os custos, incluindo a contratação de terceiros.

13. RESPONSÁVEIS TÉCNICOS

O responsável técnico pela elaboração do presente Projeto de Monitoramento Ambiental é apresentado na **Tabela 3**.

Tabela 3 - Responsável técnico pela elaboração do PMPD.

Nome	Registro de Classe	CTF IBAMA
Luiz Carlos Ramos da Silva Filho Oceanógrafo/UERJ Msc. Planejamento Ambiental/UFRJ	-	5006019



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ENTERPRISE OIL. 2001. **Site Survey Bijupirá Salema. Final Report.** Relatório Técnico.

SHELL/WITT O'BRIENS. 2020. **Produção e escoamento de petróleo e gás nos Campos de Bijupirá & Salema, Bacia de Campos – Projeto de Descomissionamento de Instalações – FPSO Fluminense (Análise Ambiental).** Processo nº 02022.004188/2001-21.

Anexo VII

Incrustação Biológica

AECOM

**LEVANTAMENTO DA FAUNA E FLORA
BENTÔNICA INSCRUSTADA NO CASCO DA
UNIDADE FPSO FLUMINENSE, BACIA DE
CAMPOS**

Relatório Final

Julho de 2018





SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS	2
2. ÁREA DE ESTUDO.....	3
3. MÉTODO	4
4. RESULTADOS.....	6
5. CONCLUSÃO.....	8
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	9
7. RESPONSABILIDADE TÉCNICA.....	12



**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Dados das áreas amostrais ao longo do casco do FPSO Fluminense.....	5
Tabela 2 – Fauna e flora identificada ao longo do casco do FPSO Fluminense.....	7
Tabela 3 – Os 10 táxons de organismos mais abundantes ao longo do casco do FPSO Fluminense. *Considerados somente os organismos não coloniais.	6
Tabela 4 – Responsáveis técnicos.....	12

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização dos Campos de Bijupirá & Salema, Bacia de Campos (<i>Datum SIRGAS 2000</i>).	3
Figura 2 – Distribuição das áreas amostrais ao longo do casco do FPSO Fluminense.	4
Figura 3 – Área de amostragem delimitada com auxílio de transepto (A) e amostra acondicionada e identificada (B).	5
Figura 4 – Lavagem e triagem das amostras em laboratório.....	6
Figura 5 – Riqueza (nº de táxons distintos) por área ao longo do casco do FPSO Fluminense. *BR = boreste e BB = bombordo.	1
Figura 6 – Imagens de cada área coletada momentos antes da coleta, com sua respectiva posição ao longo do casco do FPSO Fluminense.	2
Figura 7 – Contribuição qualitativa (nº de táxons) por filo dentre os organismos observados ao longo do casco do FPSO Fluminense.	3
Figura 8 – Riqueza (nº de táxons distintos) por filo ao longo do casco do FPSO Fluminense. * BR = boreste e BB = bombordo.	4
Figura 9 – Densidade (ind/m ²) por área ao longo do casco do FPSO Fluminense. *BR = boreste e BB = bombordo.	4
Figura 10 – Abundância por filo ao longo do casco do FPSO Fluminense. *Apresentados somente os filhos de organismos não coloniais. **BR = boreste e BB = bombordo.....	5
Figura 11 – Análise de agrupamento das amostras através do índice de similaridade de Bray-Curtis ao longo do casco do FPSO Fluminense.	6

LISTA DE ANEXOS

Anexo A – Autorização de Captura de Material Biológico e Carta de Recebimento das Amostras
Anexo B – Laudo taxonômico
Anexo C – Tabela de Densidade



1. INTRODUÇÃO

A operação da Unidade de produção FPSO Fluminense se iniciou em 2003, sendo parte do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos Campos de Bijupirá & Salema. A unidade encontra-se há mais de 10 anos ancorada no Campo e, por conta disso, está sujeita a bioincrustação. A amostragem na obra-viva da embarcação busca conhecer espécies de fauna e flora que habitam o casco. Esse conhecimento pode colaborar no estabelecimento de estratégias de deslocamento da unidade quando da fase de descomissionamento, minimizando o risco de transporte de espécies exóticas entre diferentes lugares, e consequentemente a dissimilação das mesmas.

Destaca-se que a atividade do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos Campos de Bijupirá & Salema se aproxima do final da sua via útil, com a previsão do seu descomissionamento ocorrer em alguns anos. Em 2017 foram iniciados os planejamentos para consolidação de um projeto que tratará de tal fase da atividade. A estimativa atual, baseada na curva de produção, dentre outras variáveis econômicas e operacionais, indicam uma perspectiva de término da produção para o final do ano de 2020.

Uma das informações importantes na elaboração deste Projeto de Descomissionamento diz respeito à aquisição de dados referentes aos organismos encrustados junto ao caso do FPSO Fluminense. Tal informação é importante, visto que dependendo das espécies identificadas, podem existir restrições quanto ao deslocamento desta instalação descomissionada em águas brasileiras ou internacionais, principalmente no caso de ocorrência de espécies exóticas. Assim, o inventário de espécies pode auxiliar no processo de planejamento, considerando os requisitos legais relativos.

Cabe ressaltar que, atualmente, uma das principais preocupações em relação à espécies exóticas diz respeito à proliferação do coral-sol (*Tubastraea spp.*) na costa brasileira. Coral-sol é o nome comum dos corais ahermatípicos do gênero *Tubastraea* (Lesson 1829), o gênero é considerado nativo do Oceano Pacífico (CAIRNS, 2000) e conceituado como um importante organismo invasor do litoral Atlântico do continente Americano. A bio-invasão por coral-sol teve início no Caribe e Golfo do México (CAIRNS, 2000) e posteriormente no Brasil (DE PAULA & CREED, 2004, 2005). O referido gênero possui sete espécies descritas: *T. coccinea* (Lesson, 1829), *T. micranthus* (Ehrenberg, 1834), *T. diafana* Dana, 1846, *T. faulkneri* Wells, 1982, *T. floreana* Wells, 1982, *T. tagusensis* (Wells, 1982) e *T. caboverdiana* Ocaña & Brito, 2015. Destas, duas espécies são consideradas invasoras na costa brasileira, *T. coccinea*, que atualmente tem registro de ocorrência para o Mar do Caribe, Golfo do México e Atlântico Ocidental (VAUGHAN & WELLS, 1943; FENNER, 1999, 2001; FENNER & BANKS, 2004; DE PAULA & CREED, 2004; MANTELATTO *et al.*, 2011; SAMPAIO, *et al.* 2012); e *T. tagusensis*, que atualmente tem registro de ocorrência para o Atlântico Sudoeste (DE PAULA & CREED, 2004; MANTELATTO *et al.*, 2011; SAMPAIO *et al.*, 2012; BATISTA *et al.*, 2017).

No Brasil, o coral-sol foi inicialmente observado no fim da década de 80, em plataformas de petróleo na Bacia de Campos, no norte do estado do Rio de Janeiro, sendo que em 1999 já haviam registros de plataformas de petróleo tomadas por *Tubastraea spp.* (CASTRO e PIRES, 2001). No fim da década de 90, o coral-sol foi observado por pesquisadores nos costões rochosos da Ilha Grande, no Rio de Janeiro. DE PAULA e CREED (2004) identificaram que esta invasão por coral-sol no Atlântico Sul se tratava de uma



dupla invasão pelas espécies *T. coccinea* e *T. tagusensis*, inicialmente localizada apenas em alguns costões rochosos da Ilha Grande. A distribuição atual de coral-sol na costa brasileira incluiria os litorais de Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Santa Catarina e Bahia (SILVA et. al., 2014; COSTA et. al., 2014).

O levantamento e identificação das espécies incrustadas no casco do FPSO Fluminense alinhada à preocupação com a presença de espécies exóticas na Bacia de Campos justificam a realização do levantamento de espécies apresentado e discutido ao longo do presente documento.

1.1 OBJETIVOS

- O presente trabalho tem como objetivo a consolidação de um inventário taxonômico para auxiliar na futura tomada de decisão quanto ao deslocamento desta instalação offshore (FPSO Fluminense), quando do descomissionamento do campo.

Objetivos específicos:

- Caracterizar a fauna e flora incrustada junto ao caso do FPSO Fluminense
- Avaliar a presença ou ausência de espécies exóticas na área de estudo.



2. ÁREA DE ESTUDO

A Bacia de Campos situa-se no litoral dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, sendo limitada a sul pelo Campo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Santos, e a norte pelo Campo Alto de Vitória, que constitui o limite com a Bacia do Espírito Santo. Abrange uma área total em torno de 102 mil km², sendo 6,5 mil km² em terra e 95,5 mil km² em mar até a cota batimétrica de 3.000 m.

Os campos de Bijupirá & Salema encontram-se na Bacia de Campos em uma lâmina d'água qua varia de 400 a 870 m. A Shell é a operadora dos campos, com 80% de participação, e tem a Petrobras como parceira (SHELL, 2017). O Campo de Bijupirá está localizado aproximadamente a 145 km a leste do município de Macaé- RJ, abrangendo uma área de 32,3 km², enquanto o de Salema está a 140 km deste, com uma área de 8,4 km² (**Figura 1**). A profundidade média local é de aproximadamente 750 m em Bijupirá e de 600 m em Salema, possuindo corrente predominante no sentido SW, que acompanha a Corrente do Brasil. Entre os dois campos, localiza-se o FPSO Fluminense.

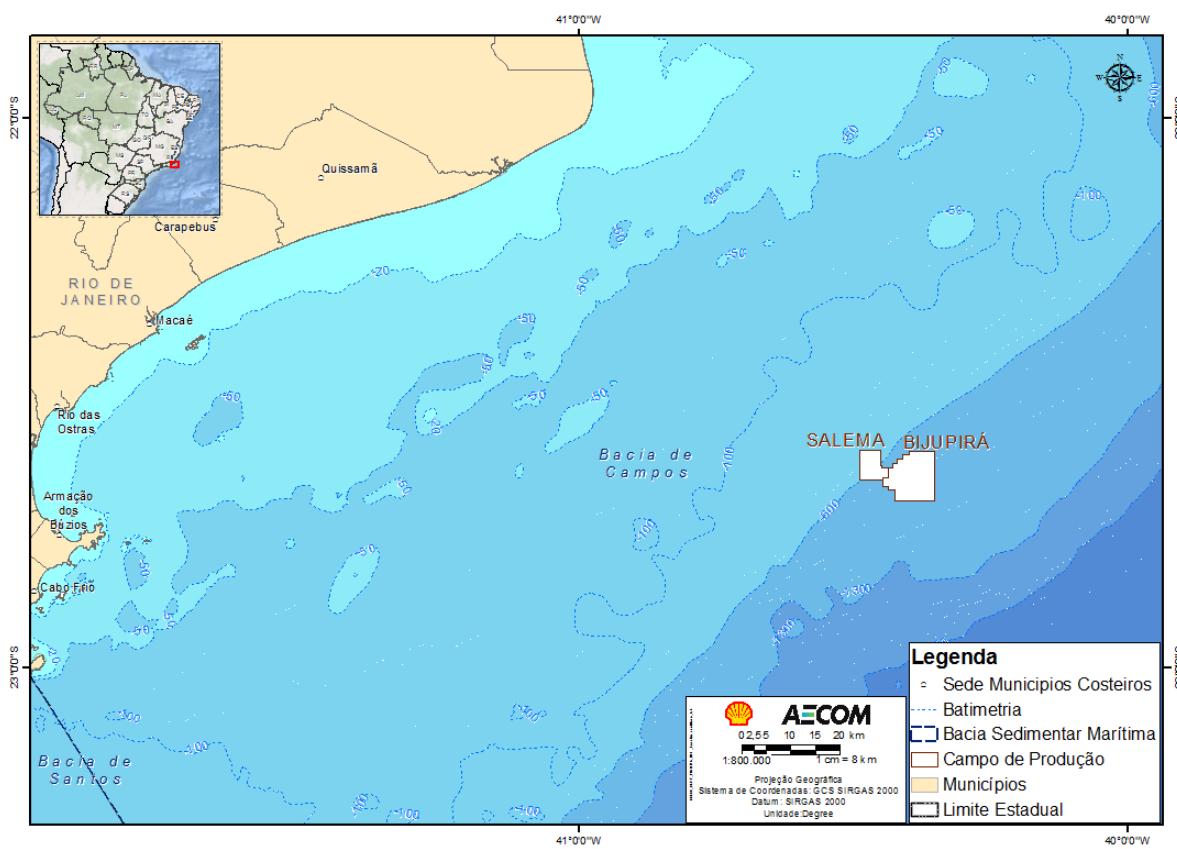


Figura 1 – Localização dos Campos de Bijupirá & Salema, Bacia de Campos (Datum SIRGAS 2000).



3. MÉTODO

Antes do início de realização das coletas para caracterização da fauna e flora incrustada junto ao casco do FPSO Fluminense foi solicitada a Autorização de Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (ABIO 821/2017), emitida pela DILIC/IBAMA específica para esta campanha. No processo de emissão da referida ABIO foram enviadas, também, as devidas Declarações de Aceite das Amostras, onde se encontram as informações do local de depósito do material obtido na campanha (**Anexo A**).

METODOLOGIA DE COLETA E PRESERVAÇÃO DAS AMOSTRAS

- As amostragens para caracterização da fauna e flora incrustadas junto ao casco do FPSO foram realizadas em 6 áreas, distribuídas nos dois bordos da unidade, seguindo posições próximo a proa, a meia-nau e próximo a popa (**Figura 2**) (**Tabela 1**);
- As amostragens ocorreram na extremidade mais profunda do casco (infra-fundo) (**Figura 2**);
- Antes da coleta do material cada área foi fotografada (**Figura 6**);
- A coleta dos organismos ocorreu por raspagem manual do casco, executada por mergulhadores;
- Foram realizadas amostragens em área de 30 cm X 30 cm delimitadas por um transecto (**Figura 3A**);
- O material biológico de cada ponto amostral foi coletado durante o mergulho em recipiente adequado previamente identificado (**Figura 3B**).
- As amostras de cada ponto amostral foram preservadas com a utilização de solução de formol a 4% (**Figura 3B**).



Figura 2 – Distribuição das áreas amostrais ao longo do casco do FPSO Fluminense.



Figura 3 – Área de amostragem delimitada com auxílio de transecto (A) e amostra acondicionada e identificada (B).

Tabela 1 – Dados das áreas amostrais ao longo do casco do FPSO Fluminense.

Área Amostral	Posição em relação ao FPSO	Data de Amostragem
1	Boreste / Proa	14/07/2017
2	Bombordo / Proa	23/07/2017
3	Bombordo / Meia-Nau	28/07/2017
4	Boreste / Meia-Nau	21/02/2018
5	Boreste / Popa	08/03/2018
6	Bombordo / Popa	08/03/2018

IDENTIFICAÇÃO DOS ORGANISMOS

Os organismos coletados (animais e vegetais) foram encaminhados para o Laboratório Benthos Ambiental para sua identificação, onde foram seguidos os seguintes procedimentos:

- Em laboratório, as amostras foram lavadas utilizando-se peneiras de 500 µm de abertura de malha para a retenção da macrofauna;
- Para evitar a contaminação da amostra, a lavagem foi realizada com água corrente proveniente de uma caixa d’água equipada com filtro de 25 µm de abertura de malha e com uma mangueira com fraca pressão d’água para garantir a integridade dos organismos. Todas as peneiras foram cuidadosamente lavadas antes de iniciar outro processo de amostragem;
- Após a lavagem, o material retido foi fixado em álcool a 70%;
- As amostras foram integralmente triadas sob microscópio estereoscópico e todos os indivíduos identificados em menor nível taxonômico possível. Os organismos identificados foram contabilizados e acondicionados em frascos plásticos, etiquetados e conservados em álcool a 70%. Organismos coloniais foram registrados por presença/ausência;
- A macrofauna e os fragmentos vegetais foram identificados segundo bibliografia especializada (chaves taxonômicas).



Figura 4 – Lavagem e triagem das amostras em laboratório.

Destaca-se que, após a identificação, os organismos foram depositados em duas instituições, o Museu Nacional do Rio de Janeiro, para onde foram encaminhadas as poliquetas, e o Laboratório de Ecologia Bentônica da Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (UNIRIO), que recebeu os demais organismos.

APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

- O inventário taxonômico completo é apresentado via laudo laboratorial (**Anexo B**), onde também são mencionadas as espécies exóticas observadas. A tabela apresentada no laudo contém os resultados brutos quantitativos de cada área (= abundância), os organismos coloniais foram registrados por presença/ausência (com a indicação de presença como “X”).
- Ao longo deste documento os resultados são apresentados em gráficos e tabelas. Os valores numéricos também foram transformados em densidade (indivíduos/m² ou ind/m²), considerando cada área amostrada como 0,09 m². A tabela de densidade é apresentada no **Anexo C**.
- A estrutura da comunidade foi avaliada através da análise de agrupamento (*cluster*). A análise de agrupamento foi realizada utilizando-se o coeficiente de similaridade de *Bray-Curtis* no programa PC-Ord 6.08



4. RESULTADOS

ANÁLISE QUALITATIVA

O levantamento da fauna e flora inscrustrada no casco do FPSO Fluminense identificou um total de 94 táxons distintos, sendo 91 de fauna e 3 de flora. A **Tabela 2** abaixo lista os táxons observados agrupados por filos, foram identificados organismos dos filos Porifera, Cnidaria, Bryozoa, Arthropoda, Annelida e Mollusca, além de algas dos filos Chromista e Rhodophyta. Se destacaram, como frequente em todas as áreas amostradas, o coral *Tubastraea coccinea*, o briozoa *Crisia* sp., os artrópodes Stenetriidae e *Elasmopus* sp. e as poliquetas *Chrysopetalum* sp., *Odontosyllis* sp., do gênero *Syllis* (com ao menos 3 espécies distintas) e *Trypanosyllis* sp.. O **Anexo B** apresenta o laudo com o inventário taxonômico dos táxons. No laudo também é destacada a presença de uma espécie exótica, o coral *T. coccinea* (coral-sol), conforme já observado para a região (MANTELATTO, 2012).

Tabela 2 – Fauna e flora identificada ao longo do casco do FPSO Fluminense.

Filo	Táxon	1	2	3	4	5	6
Porifera	Calcaronea		X				
	Demospongiae 1				X	X	X
	Demospongiae				X	X	
	Demospongiae	X	X				
	<i>Tethya</i> sp.	X	X	X	X		X
	Astrophorida	X	X				
Cnidaria	Leptothecata					X	X
	<i>Aglaophenia latecarinata</i>		X				
	Sertulariidae		X		X		
	<i>Tubastraea coccinea</i>	X	X	X	X	X	X
Bryozoa	<i>Crisia</i> sp.	X	X	X	X	X	X
Echinodermata	<i>Tropiometra carinata</i>		1	1			
	<i>Ophidiaster guildingi</i>			1			
	<i>Ophiactis savignyi</i>	6	8	2		3	3
	<i>Ophiothrix</i> sp.					1	
	<i>Eucidaris tribuloides</i>	1		2	1		1
Arthropoda	Cirripedia				7	8	5
	Brachyura	1	4	1	1		
	Caridea			1	1	1	1
	Penaeidea (Dendrobranchiata)	1					
	<i>Leptocheilia</i> sp.						9
	Janiridae						4
	Stenetriidae	76	291	124	154	297	125
	<i>Elasmopus</i> sp.	13	126	5	17	17	36
	<i>Leucothoe</i> sp.	3	3	6	4	2	
	<i>Stenothoe</i> sp.	1	8		1	1	4
	Caprellidae				1		2
	<i>Pseudoaginella</i> sp.		6				
	<i>Deutella incerta</i>		2				
	<i>Caprella</i> sp.		3	8			
	<i>Caprella equilibra</i>			1			
	<i>Cymadusa</i> sp.		1	1			2
	<i>Erichthonius</i> sp.						10
Annelida	<i>Chloeria</i> sp.	4	3	3	1		2



Filo	Táxon	1	2	3	4	5	6
	<i>Chloeia</i> sp.			1			
	Dorvilleidae		2				
	<i>Dorvillea</i> sp.	1					
	<i>Eunice</i> sp.	1	2				
	<i>Leodice</i> <i>Leodice</i> sp.					1	
	<i>Lumbrineris</i> sp.	2			3		
	<i>Acanthopale</i> sp.	2	1				
	<i>Chrysopetalum</i> sp.	14	22	4	7	3	5
	<i>Eumida</i> sp.			1			
	<i>Phyllodoce</i> sp.	1	1	2			
	<i>Pterocirrus</i> sp.				1		
	<i>Malmgrenia</i> sp.				1		
	<i>Subadyte</i> sp.					3	1
	<i>Lagisca</i> sp.		6	8			
	<i>Lepidonotus</i> sp.	9	1			3	3
	<i>Polynoidae</i> sp.	2	6				
	<i>Autolytus</i> sp.			1			
	<i>Exogone</i> sp.	1					
	<i>Inermosyllis</i> sp.	21	29	1			
	<i>Odontosyllis</i> sp. 1	6	12	2	4	3	4
	<i>Odontosyllis</i> sp. 2		10	9			
	<i>Proceraea</i> sp.	4	3				
	<i>Streptosyllis</i> sp.		3		14	21	11
	<i>Syllidae</i> sp.	3			6	1	6
	<i>Syllis</i>						
	<i>Syllis</i> sp.1	50	152	22	128	41	72
	<i>Syllis</i> sp.2	34	9	68	5	30	26
	<i>Syllis</i> sp.3				1	4	6
	<i>Syllis</i> sp.4				5		
	<i>Syllis variegata</i>	11	14	14	6	7	17
	<i>Trypanosyllis</i> sp.	12	42	6	3	14	11
	<i>Sabellidae</i>	1					
	<i>Chone</i> sp.						1
	<i>Serpulidae</i>	1		1			
	<i>Ficopomatus</i> sp.	1					1
	<i>Salmacina</i> sp.	11	45		26	49	61
	<i>Ophelia</i> sp.	3		2			
	<i>Polyophtalmus</i>				1	3	1
Mollusca	<i>Arca imbricata</i>	2			1	1	1
	<i>Barbatia cancellaria</i>				1		2
	<i>Isognomon alatus</i>	1	7			3	11
	<i>Chama congregata</i>	6	2				
	<i>Gastrochaena hians</i>	4		1	2		
	<i>Mytilidae</i>	1					
	<i>Gregariella coralliphaga</i>	3	1				
	<i>Lithophaga antillarum</i>	1					
	<i>Lithophaga bisulcata</i>				1		4
	<i>Musculus lateralis</i>				5	5	4
	<i>Botula fusca</i>		1				
	<i>Leptopecten bavayi</i>	3				1	
	<i>Chama</i>						1
	<i>Petaloconchus erectus</i>	4					
	<i>Puncturella pauper</i>		4	2	3	1	



Filo	Táxon	1	2	3	4	5	6
	<i>Puncturella granulata</i>				1	1	
	<i>Littorinimorpha Emarginula sp.</i>		2				
	<i>Caecum (Brochina)</i>					1	1
	Dentaliida				1		
Chromista	<i>Dictyota Dictyota sp.</i>			X			
	<i>Dictyopteris Dictyopteris sp.</i>	X					
Rhodophyta	<i>Caloglossa Caloglossa sp.</i>						X

X = indicador de presença. Utilizado para organismos coloniais e flora.

Por área foram observados entre 34 e 46 táxons distintos (**Figura 5**). A **Figura 6** ilustra cada área momentos antes da coleta, em todas as imagens se observa a presença de coral-sol, distribuído ao longo de todo o transecto nas 6 áreas.

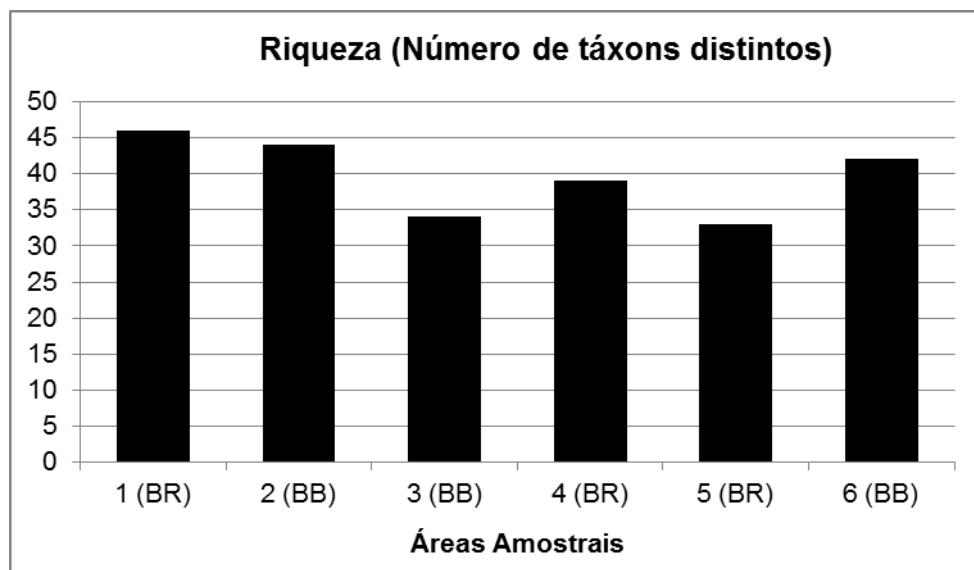


Figura 5 – Riqueza (nº de táxons distintos) por área ao longo do casco do FPSO Fluminense. *BR = boreste e BB = bombordo.

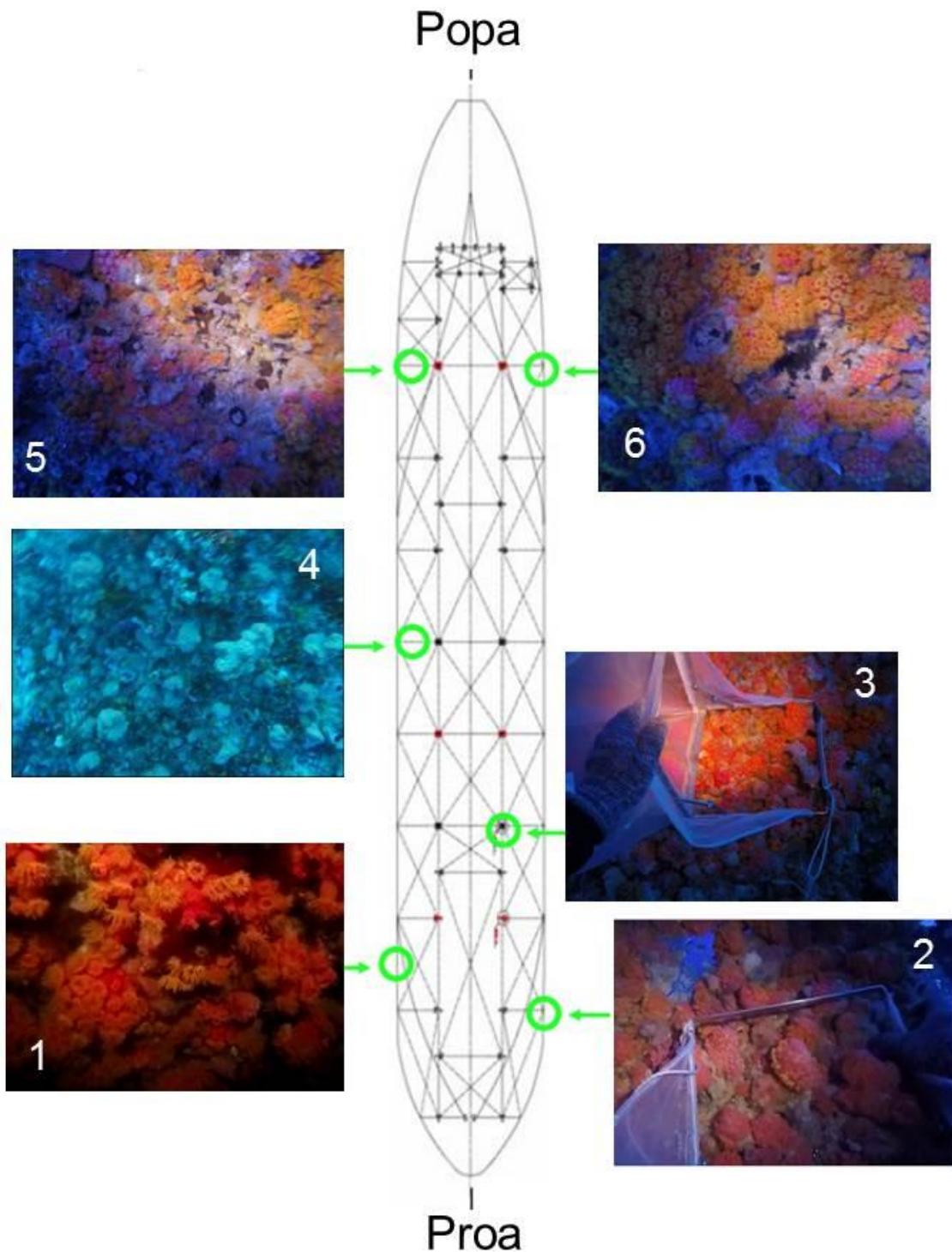


Figura 6 – Imagens de cada área amostral, momentos antes da coleta, com sua respectiva posição ao longo do casco do FPSO Fluminense.

Em cada área amostrada observou-se uma composição similar, com uma maior diversidade de poliquetas (filo Annelida), seguidos de artrópodes e moluscos (filos Arthropoda e Mollusca) (**Figura 7**). ✓

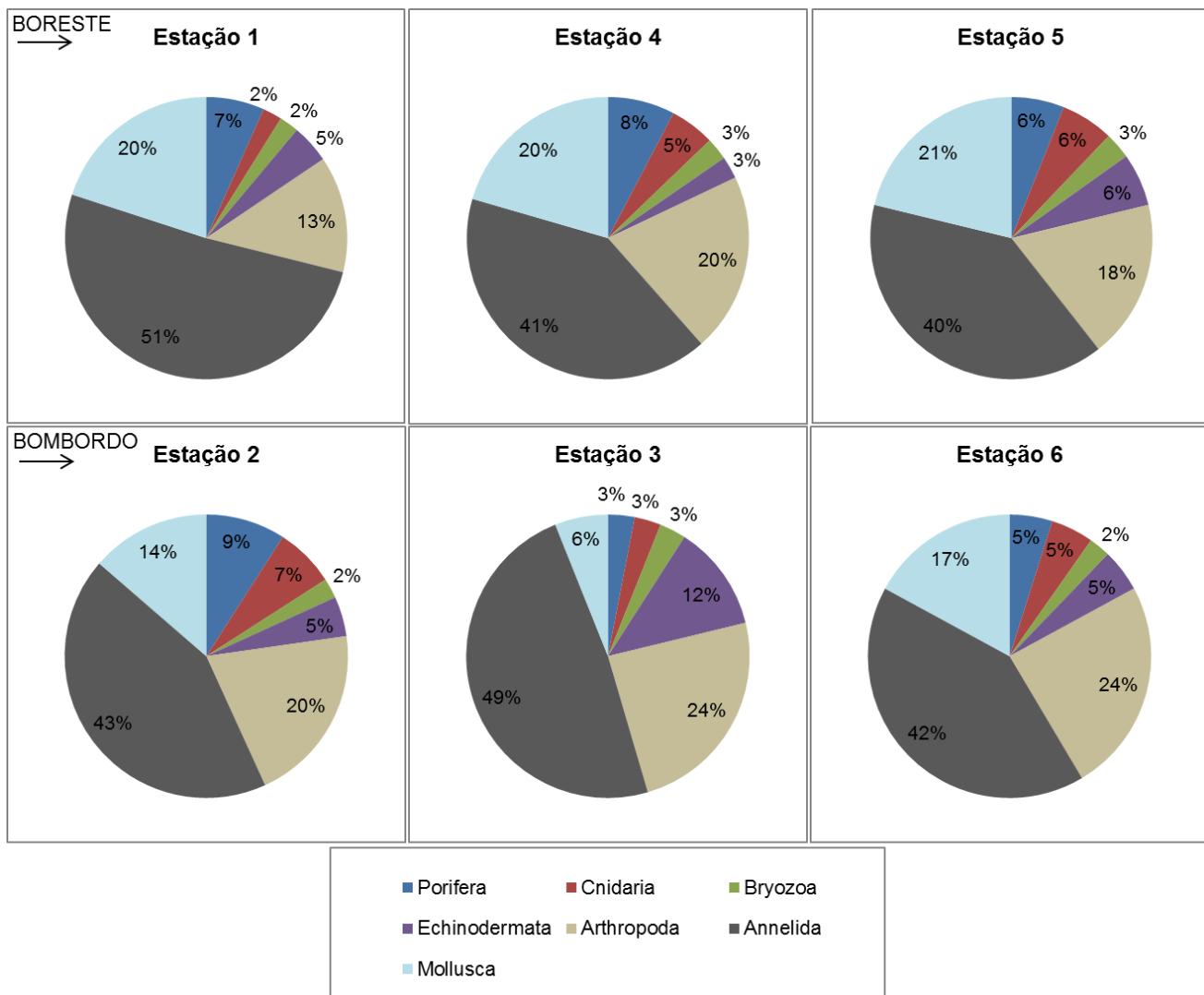


Figura 7 – Contribuição qualitativa (nº de táxons) por filo dentre os organismos observados ao longo do casco do FPSO Fluminense.

No gráfico a seguir observam-se os números de táxons por filo, com valores similares por filo entre as áreas amostradas. Na área 1 ocorreu a maior diversidade de poliquetas, já a área 3 apresentou maior diversidade relativa de equinodermatas (**Figura 8**).

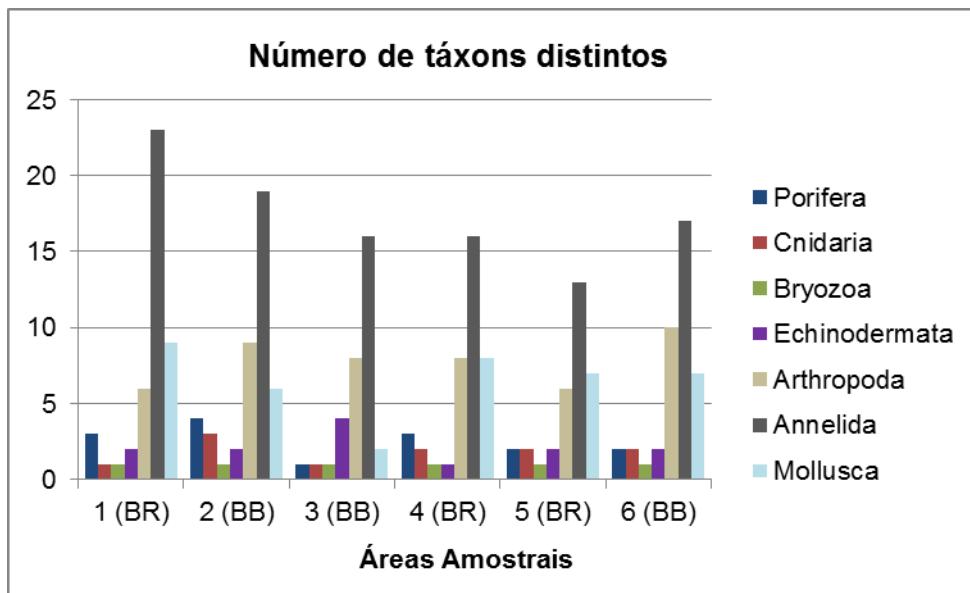


Figura 8 – Riqueza (nº de táxons distintos) por filo ao longo do casco do FPSO Fluminense.
* BR = boreste e BB = bombordo.

ANÁLISE QUANTITATIVA

Na **Figura 9** observa-se a densidade média de organismos por área, onde os menores valores ocorreram nas áreas 1 e 3 ($3.577,78$ e $3.344,44$ ind/m², respectivamente) e o maior na área 2 ($9.255,56$ ind/m²).

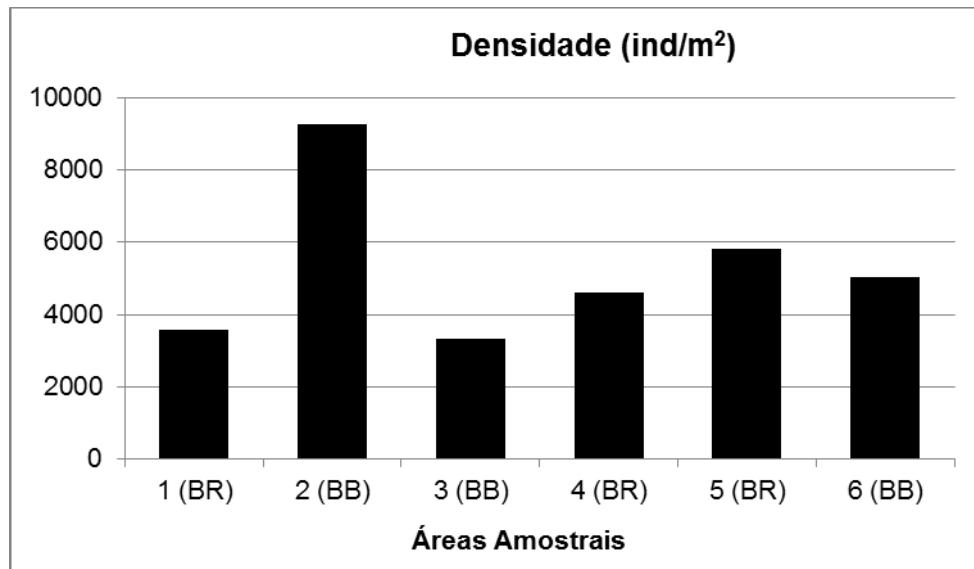


Figura 9 – Densidade (ind/m²) por área ao longo do casco do FPSO Fluminense. *BR = boreste e BB = bombordo.

Em relação à abundância, observa-se um predomínio de artrópodes e poliquetas ao longo das áreas amostradas, é importante notar que o gráfico apresenta somente os filos quantificados por indíviduo, não os coloniais, como é o caso dos corais (**Figura 10**).

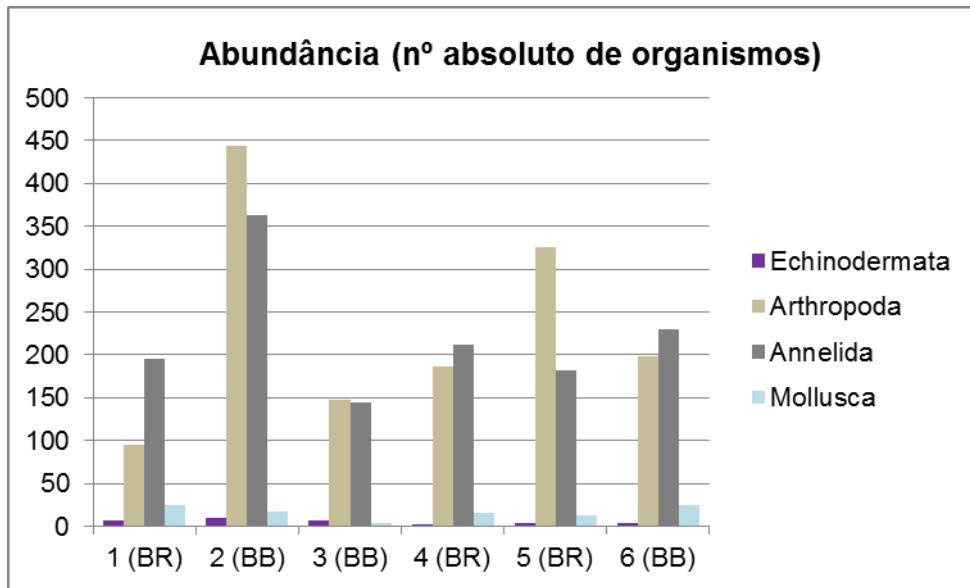


Figura 10 – Abundância por filo ao longo do casco do FPSO Fluminense. *Apresentados somente os filos de organismos não coloniais. **BR = boreste e BB = bombordo.

A **Tabela 3** apresenta os 10 organismos mais abundantes ao longo das áreas analisadas. Observa-se a maior abundância de dois artrópodes, indivíduos da família Stenetriidae e do gênero *Elasmopus* sp., os demais organismos que se destacaram corresponderam a poliquetas, principalmente da família Syllidae (família dos anelídeos citados na tabela, com exceção de *Salmacina* sp. e *Chrysopetalum* sp.).

A família Stenetriidae inclui isópodes de oceano profundo que habitam entre o sul da América do Sul e a Antártica (além de outras regiões geográficas), típicos das zonas litoral e sublitoral e encontrados principalmente associados a recifes de corais (SEROV & WILSON, 1995).

O gênero *Elasmopus* sp. corresponde a um anfípoda amplamente distribuído em águas quentes e tropicais do Atlântico, Pacífico e Oceanos indianos, além do mar Mediterrâneo. Os organismos são geralmente encontrados em águas associadas a macrofitobentos, esponjas, zoantídeos e sedimentos de cascalho (SOUZA-FILHO & SENNA 2009).

Em relação à família Syllidae, cabe mencionar que é uma das mais diversas famílias de poliquetas, com mais de 700 espécies, que podem viver em vários tipos de substratos e faixas de profundidades (PARESQUE *et al.*, 2016). Vale dizer, ainda, que de acordo com DEAN (2008), as espécies do gênero Syllis são consideradas indicadoras de ambientes marinhos não poluídos. O autor se baseou nos trabalhos de BELLAN (1980) e BELLAN *et al.* (1988 *apud* DEAN, 2008), que estabeleceram os que eles chamaram de "índice de poluição de anelídeos", para caracterizar a presença ou ausência de distúrbios/poluição em comunidades.



Tabela 3 – Os 10 táxons de organismos mais abundantes ao longo do casco do FPSO Fluminense. *Considerados somente os organismos não coloniais.

Táxon	Abundância Total (soma das 6 áreas)	Densidade Média por Área (ind/m ²)
Stenetriidae ¹	1067	1975,93
<i>Elasmopus</i> sp. ¹	214	396,30
<i>Syllis</i> sp. ²	465	861,11
<i>Salmacina</i> sp. ²	192	355,56
<i>Syllis</i> sp. ²	172	318,52
<i>Trypanosyllis</i> sp. ²	88	162,96
<i>Syllis variegata</i> ²	69	127,78
<i>Chrysopetalum</i> sp. ²	55	101,85
<i>Inermosyllis</i> sp. ²	51	94,44
<i>Streptosyllis</i> sp. ²	49	90,74

1. Arthropoda; 2. Annelida

Em relação a flora, foram observadas algas pardas (filo Chromista, classe phaeophyceae) e algas vermelhas ou rodofíceas (Filó Rodophyta). Fragmentos de algas foram identificados nas áreas 1 (*Dictyopteris Dictyopteris* sp.), 3 (*Dictyopteris Dictyopteris* sp.) e 6 (*Caloglossa Caloglossa* sp.) (**Anexo B**).

Uma análise de agrupamento cluster a partir dos resultados das áreas amostradas demonstrou a similaridade geral da composição, com lados com similaridades superiores a 60% e unindo áreas afastadas entre si ou de bordos distintos (**Figura 11**). A mais alta similaridade entre as áreas 1 e 3 se deveu a valores de abundância/densidade por táxon em ordens de grandeza semelhantes, além da maioria dos 34 táxons observados nesta área também terem sido reportados para a área 1.

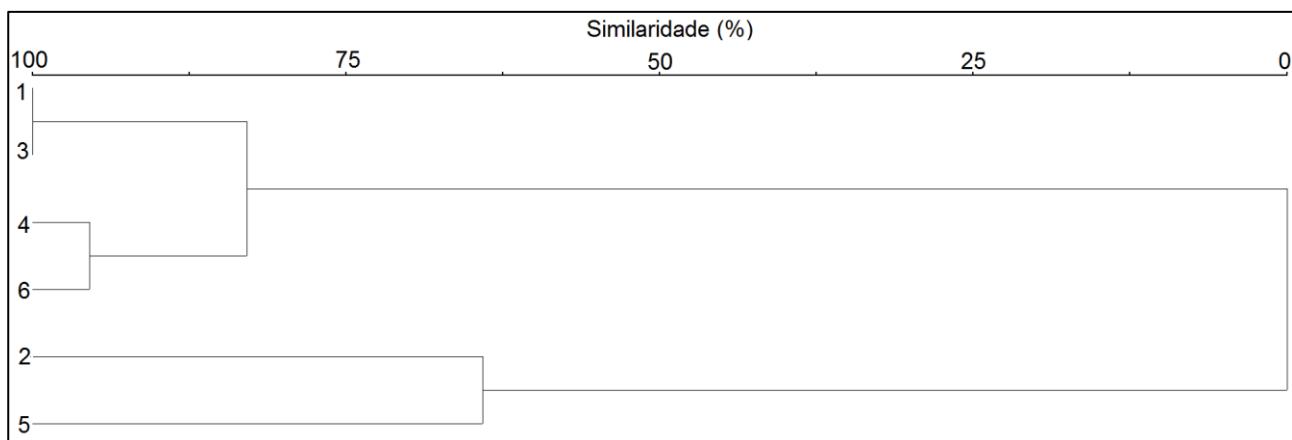


Figura 11 – Análise de agrupamento das amostras através do índice de similaridade de Bray–Curtis ao longo do casco do FPSO Fluminense.

Ocorrência de Espécie Exótica

A amostragem realizada permitiu a identificação de uma espécie exótica, o Coral Sol *Tubastraea coccinea*. Apesar de sua distribuição não ter se destacado como valor numérico ao longo dos gráficos, devido a ser sinalizada somente a presença de colônias desta espécie em cada transecto (por ser um organismo colonial), a **Figura 6** permitiu notar a distribuição de pólipos bem estabelecidos ao longo de todo o transecto das 6 áreas, inclusive do entorno dos mesmos.

O coral-sol possui determinadas características biológicas que potencializam seu sucesso como bioinvasor, com estratégias reprodutivas e de sobrevivência, típicas de espécies oportunistas. Entre essas estratégias, se destacam o hermafroditismo simultâneo e a capacidade de incubação de larvas, que confere às espécies a capacidade de se reproduzir através de larvas geradas tanto de forma sexuada quanto assexuada (AYRE & RESING, 1986; DE PAULA, 2007; DE PAULA *et al.*, 2014). Além disto, tem capacidade de grande produção de larvas ao longo do seu ciclo de vida, aliada a uma idade reprodutiva precoce (DE PAULA, 2007) e altas taxas de crescimento (DE PAULA *et al.*, 2014).

O período de viabilidade das larvas também é uma característica importante. As larvas produzidas pelas colônias de *T. coccinea* podem se manter viáveis por até 18 dias, possuindo a habilidade de se assentar rapidamente, próximo as colônias parentais (DE PAULA & CREED, 2005; DE PAULA *et al.*, 2014). Adicionalmente, essa espécie de coral-sol não parece apresentar uma especificidade por determinado tipo de substrato, se assentando virtualmente em qualquer tipo de substrato consolidado (CREED & DE PAULA, 2007). Recentemente foram reportados diferentes mecanismos de propagação para estas espécies invasoras, como a capacidade de *T. coccinea* para o “polyp bail-out” (CAPEL *et al.*, 2014), que consiste na habilidade de destacar o tecido do pólipo da colônia, com abandono de esqueleto e subsequente fixação no substrato em novo local. Após a fixação, se segue a síntese de um novo esqueleto. Essa espécie também possui grande capacidade de regeneração a partir de fragmentos de esqueleto com tecido (LUZ *et al.*, 2016).

Uma vez estabelecido, o coral-sol pode gerar impactos na biota através da alteração da estrutura da comunidade bentônica e de sua funcionalidade (DE PAULA, 2007). Diversos autores, como SIMBERLOFF & VON HOLLE (1999), LAGES *et al.* (2011), RIUL *et al.* (2013), MANTELATTO & CREED (2014), ROSA (2015) e MIRANDA *et al.* (2016) mencionaram competições por espaço com outras espécies e/ou a utilização das colônias de coral-sol como substrato para estabelecimento de outros organismos exóticos.

E relativamente à sua proliferação, OIGMAN-PSZCZOL *et al.* (2017) destacaram evidências de que a dispersão desses organismos não estaria associada à eventos de longa distância, como dispersão larval por água de lastro e/ou correntes, e de que a bioincrustação em plataformas de petróleo e/ou navios de perfuração teria sido o principal vetor de introdução da espécie na costa brasileira. O coral-sol apresenta uma distribuição agregada (assentamento de larvas próximo à colônia de origem) e um curto período de fase planctônica, o que explicaria porque larvas de coral-sol ou de qualquer outra espécie de coral não são encontradas em tanques de água de lastro. Os mesmos autores salientam que os corais estão normalmente ausentes em navios e barcos modernos (ex: embarcações de suprimento), quando comparados a outros organismos incrustantes, em função do movimento rápido associado à esses barcos, e por outro lado, sobrevivem bem incrustados em objetos com movimento lento, como plataformas de petróleo ou monobóias.



5. CONCLUSÃO

O presente documento apresentou a composição faunística e florística incrustada ao longo do casco do FPSO Fluminense, não tendo sido observadas variações significativas entre as 6 áreas analisadas. A similaridade entre as áreas sugere uma composição homogênea ao longo da região infra-fundo do casco da unidade.

Foram identificados organismos dos filos Porifera, Cnidaria, Bryozoa, Arthropoda, Annelida e Mollusca, além de algas dos filos Chromista e Rhodophyta. Através das imagens foi possível identificar o coral-sol (cnidária *Tubastraea coccinea*) se destacando ao longo dos transectos no casco da unidade. Em número de táxons e abundância se destacaram artrópodes e poliquetas (Filos Arthropoda e Annelida).

Como espécie exótica, foi identificada apenas a *T. coccinea*, espécie já reportada como invasora na Bacia de Campos e em outras regiões da costa Brasileira (De Paula & Creed, 2004; Capel et al., 2014; Costa et al., 2014). O coral-sol é conhecidamente uma espécie oportunista (De Paula & Creed, 2004), que pode estar influenciando na composição da fauna e flora incrustada na unidade. Tanto a avaliação qualitativa quanto as imagens obtidas nos pontos amostrais indicam uma relevante ocorrência desta espécie confirmando sua ampla distribuição ao longo do casco do FPSO Fluminense.

A presença do coral-sol ao longo do casco da unidade indica a necessidade de um planejamento específico para o descomissionamento da mesma, a qual deverá considerar medidas que minimizem a dispersão da espécie durante seu deslocamento. A Shell manterá constante monitoramento e colaboração no processo de desenvolvimento do “Plano Nacional de Prevenção, Controle e Monitoramento do Coral Sol (*Tubrastea spp.*)”, o qual deverá consolidar as diretrizes estabelecidas na oficina de elaboração do referido plano, realizada na sede do Ministério do Meio Ambiente em Brasília entre 12 e 16 de Março de 2018. O acompanhamento deste processo por parte da empresa será contínuo, de forma que toda e qualquer ação que venha a ser tomada esteja em linha com o que for estabelecido neste plano após a sua publicação, minimizando a possibilidade de potencialização da disseminação deste organismo.



6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ayre, D.J., Resing, J.M., 1986. Sexual and assexual production of planulae in reef corals. *Marine Biology* 90, 187-190.
- Batista, D., Gonçalves, J.E.A., Messano, H.F., Altvater, L., Canderlla, R., Elias, L.M.C., De Messano, L.V.R., Apolinário, M., Coutinho, R.. 2017. Distribution of the invasive Orange cup coral *Tubastraea coccinea* Lesson, 1829 in an upwelling area in the South Atlantic Ocean fifteen years after its first record. *Aquatic Invasion* 12: in press.
- Cairns, S.D., 2000. A revision of the shallow-water azooxanthellate Scleractinia of the Western Atlantic. *Stud. Nat. Hist. Caribb.*, 75: 1-240.
- Capel, K.C.C., Migotto, A.E., Zilberberg, C., Kitahara, M.V., 2014. Another tool towards invasion? Polyp “bail-out” in *Tubastraea coccinea*. *Coral Reefs* 33, 1165-1165.
- Castro, C.B., Pires, D.O., 2001. Brazilian coral reefs: what we already know and what is still missing. *Bull. Mar. Sci.* 69, 357e371.
- 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., Sampaio, C.L.S., Rocha, L.A., 2014. Expansion of an invasive coral species over Abrolhos Bank, Southwestern Atlantic. *Marine Pollution Bulletin* 85, 252-253.
- Creed, J.C., Fenner, D., Sammarco, P., Cairns, S., Capel, K., Junqueira, A.O.R., Cruz, I., Miranda, R.J., Carlos-Junior, L., Mantellato, M.C., Oigman-Pszczol, S. 2016. The invasion of the azooxanthellate coral *Tubastrea* (Scleractinia: Dendrophylliidae) throughout the world: history, pathways and vectors. *Biol Invasions*.
- Dean, H. K. 2008. The use of polychaetes (Annelida) as indicator species of marine pollution: a review. Disponível em: <https://revistas.ucr.ac.cr/>. Acessado em junho de 2017.
- De Paula, A.F., Pires, D.O., Creed, J.C., 2014. Reproductive strategies of two invasive sun corals (*Tubastraea* spp.) in the southwestern Atlantic. *Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom*, v. 94, n. 03, 481-492.
- De Paula, A.F., 2007. Biologia reprodutiva, crescimento e competição dos corais invasores *Tubastraea coccinea* e *Tubastraea tagusensis* (Scleractinia: Dendrophylliidae) com espécies nativas. Thesis. Museu Nacional, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil.
- De Paula, A.F., Creed, J.C., 2004. Two species of the coral *Tubastraea* (Cnidaria, Scleractinia) in Brazil: a case of accidental introduction. *Bull. Mar. Sci.* 74, 175e 183.
- De Paula, A.F., Creed, J.C., 2005. Spatial distribution and abundance of nonindigenous coral genus *Tubastraea* (Cnidaria, Scleractinia) around Ilha Grande, Brazil. *Braz. J. Biol.* 65, 661e673.
- Fenner, D., 1999. New observations on the stony coral (Scleractinia, Milleporidae, and Stylasteridae) species of belize (Central America) and Cozumel (Mexico). *Bull. Mar. Sci.* 64, 143-154.
- Fenner, D., 2001. Biogeography of three Caribbean corals (Scleractinia)and a rapid range expansion of *Tubastraea coccinea* into the Gulf of Mexico. *Bull. Mar. Sci.*, 69: 1175-1189.
- Fenner, D.K., Banks, K., 2004. Orange cup coral *Tubastraea coccinea* invades Florida and the Flower Garden Banks, Northwestern gulf of Mexico. *Coral Reefs* 23, 505e507.
- Lages, B.G., Fleury, B.G., Menegola, C., Creed, J.C., 2011. Change in tropical rocky shore communities due to an alien coral invasion. *Marine Ecology Progress Series* 438, 85-96.
- Luz, B.L., Capel, K.C., Migotto, A.E., Zilberberg, C., Kitahara, M.V., 2016. A polyp from nothing: the extreme regeneration capacity of the invasive sun corals *Tubastraea coccinea* and *T. tagusensis*. In:



13th International Coral Reef Symposium, 2016, Honolulu. Abstract Book - 13th International Coral Reef Symposium. p. 207.

Mantelatto, M. C. 2012. Distribuição e abundância do coral invasor *Tubastraea* spp. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro: Instituto de Biologia Roberto Alcântara Gomes, Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Mantelatto, M.C., Creed, Joel, C., 2014. Non-indigenous sun corals invade mussel beds in Brazil. Marine Biodiversity, p. 1-2.

Mantelatto, M.C., Pires, L.M., Oliveira, G.J.G., Creed, J.C., 2015. A test of the efficacy of wrapping to manage the invasive corals *Tubastraea tagusensis* and *T. coccinea*. Management of Biological Invasions 6(4):367-374.

Mantelatto, M.C., Creed, J.C., Mourão, G.G., Migotto, A.E., Lindner, A., 2011. Range expansion of the invasive corals *Tubastraea coccinea* and *Tubastraea tagusensis* in the Southwest Atlantic. Coral Reefs 30, 397.

Miranda, R.J., Cruz, I.C., Barros, F., 2016. Effects of the alien coral *Tubastraea tagusensis* on native coral assemblages in a southwestern Atlantic coral reef. Marine Biology, 163(3), 1-12.

Oigman-Pszczol, S., Creed, J., Fleury, B., Mantelatto, M. C., Capel, K. C. C., Meireles, C., Cabral, D., Masi, B. & Junqueira, A. 2017. O controle da invasão do coral-sol no Brasil não é uma causa perdida. Ciência e Cultura, 69(1), 56-59.

Paresque, K., Fukuda, M. V., Nogueira, J. M. M.. 2016 . Branchiosyllis, Haplosyllis, Opisthosyllis and Trypanosyllis (Annelida: Syllidae) from Brazil, with the Description of Two New Species. Acessado em maio de 2018. Disponível em <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0153442>

Riul, P., Targino, C.H., J.nior, L.A.C., Creed, J.C., Horta, P.A., Costa, G.C., 2013. Invasive potential of the coral *Tubastraea coccinea* in the southwest Atlantic. Marine Ecology Progress Series 480, 73-81.

Rosa, F.B.S., 2015. Avaliação experimental do efeito dos corais invasores *Tubastraea coccinea* e *Tubastraea tagusensis* (Scleractinia: Dendrophylliidae) sobre a assembleia de moluscos de uma comunidade bentônica, In Programa de Pós-Graduação em Ecologia e Evolução. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Ruiz, G.M., Carlton, J.T., Grosholz, E.D., Hines, A.H., 1997. Global invasions of marine and estuarine habitats by non-indigenous species: mechanisms, extent, and consequences. American Zoologist, v. 37, n. 6, 621-632.

Ruiz, G.M., Carlton, J.T., 2003. Invasive Species: Vectors and Management Strategies. Island Press, Washington, USA.

Sampaio, C.L.S., Miranda, R.J., Nogueira, R.M., Nunes, J.A.C.C., 2012. New occurrences of the nonindigenous orange cup corals *Tubastraea coccinea* and *T. tagusensis* (Scleractinia: Dendrophylliidae) in Southwestern Atlantic. Check List. 8, 528e530.

Serov, P.A. & Wilson, G.D.F. 1995. A Review of the Stenetriidae (Crustacea: Isopoda: Asellota). Rec. Aust. Mus. 47(1): 39–82

SHELL, 2017. Shell Brasil. Disponível em <http://www.shell.com.br/sobre-a-shell/nossos-negocios/bijupira-e-salema.html>. Acessado em novembro de 2017.

Silva, A.G., De Paula, A., Fleury, B.G., Creed, J.C., 2014. Eleven years of range expansion of two invasive corals (*Tubastraea coccinea* and *Tubastraea tagusensis*) through the southwest Atlantic (Brazil). Estuarine, Coastal and Shelf Science. 141:9-16.



- Simberloff, D., Von Holle, B., 1999. Positive interactions of nonindigenous species: invasional meltdown? *Biol. Invasions*, v. 1, 21–32.
- Souza-Filho, J.F. & Senna, A.R. 2009. Two new species of the genus *Elasmopus* Costa, 1853 (Amphipoda: Gammaridea: Maeridae) from off the Northeast Brazilian coast. *Zootaxa* 2301: 55–68
- Vaughan, T.W., Wells, J.W., 1943. Revision of the suborders families, and genera of the scleractinia. *Geological Society of America Special Papers* 44, 1-394.



7. RESPONSABILIDADE TÉCNICA

Os responsáveis pela elaboração deste documento encontram-se na **Tabela 4 – Responsáveis técnicos.** abaixo:

Tabela 4 – Responsáveis técnicos.

Nome	Formação	Função	Registro Profissional	CTF IBAMA	Assinatura
Flávia Merchiorato	Química Pós-Graduada em Gestão Ambiental	Gerente do Projeto	CRQ - 03212720	209905	
Natália Saisse	Bióloga/UFF - Pós Gestão Ambiental – UFRJ/Instituto Brasil PNUMA	Coordenadora Geral	CRBio 91223/02	4252747	
Liana Silva	Oceanógrafa Pós-Graduada em Análise Ambiental e Gestão Msc. Engenharia Ambiental	Elaboração do Relatório	Não aplicável	2881676	
Luiz Henrique Barbosa	Oceanógrafo/FURG M.Sc. Oceanografia Física, Química e Geológica/FURG	Revisão do Relatório	Não aplicável	521520	

Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR

Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
209905	25/04/2018	25/04/2018	25/07/2018
Dados básicos:			
CPF: 038.492.496-46			
Nome: FLAVIA DE OLIVEIRA MERCHIORATTO			
Endereço:			
logradouro: PRAIA DE BOTAFOGO	Complemento: 24 ANDAR		
N.º: 440	Município: RIO DE JANEIRO		
Bairro: BOTAFOGO	UF: RJ		
CEP: 22250-040			
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA			
Código CBO	Ocupação	Área de Atividade	
2132-05	Químico	Interpretar dados químicos	
Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.			
A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.			
O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.			
O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.			
Chave de autenticação	Y44AY262T1S6A9HS		

Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR

Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
4252747	25/04/2018	25/04/2018	25/07/2018

Dados básicos:

CPF: 124.237.227-02

Nome: NATÁLIA ESTEVES DE OLIVEIRA SAISSE

Endereço:

logradouro: PRAIA DE BOTAFOGO

N.º: 440

Complemento: 24 ANDAR

Bairro: BOTAFOGO

Município: RIO DE JANEIRO

CEP: 22250-040

UF: RJ

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2211-05	Biólogo	Realizar consultoria e assessoria na área biológica e ambiental

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação

W GSLZ9K2F95H7BS5

Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR

Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
2881676	18/06/2018	18/06/2018	18/09/2018

Dados básicos:

CPF: 105.910.507-14

Nome: LIANA ALVES FREITAS DA SILVA

Endereço:

logradouro: RUA ITACURUÇA

N.º: 77

Complemento: BLOCO B AP204

Bairro: TIJUCA

Município: RIO DE JANEIRO

CEP: 20510-150

UF: RJ

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2134-05	Geólogo	Controlar serviços de geologia, geofísica e oceanografia
2134-05	Geólogo	Prestar assessoria e consultoria

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação	BPBAC6QEHA743YIZ
------------------------------	------------------

Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR

Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
521520	18/05/2018	18/05/2018	18/08/2018
Dados básicos:			
CPF: 036.367.386-58			
Nome: LUIZ HENRIQUE CAPOTORTO BARBOSA			
Endereço:			
logradouro:	RUA POMPEU LOUREIRO	Complemento:	301
N.º:	126	Município:	RIO DE JANEIRO
Bairro:	COPACABANA	UF:	RJ
CEP:	22061-000		
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA			
Código CBO	Ocupação	Área de Atividade	
2134-05	Geólogo	Pesquisar natureza geológica, geofísica e oceanográfica	
2134-05	Geólogo	Prestar assessoria e consultoria	
Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.			
A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.			
O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.			
O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.			
Chave de autenticação		CYBUT3H8Z41J6IQD	

Anexo VIII

Diagnóstico dos corais de profundidade
e fauna associada nos campos de BJSA
- desconexão do FPSO fluminense

**Produção e Escoamento de Petróleo
e Gás nos Campos de Bijupirá e
Salema, Bacia de Campos**

**Projeto de Descomissionamento
de Instalações - FPSO Fluminense**

**Diagnóstico de Corais - Desconexão
do FPSO Fluminense**

Processo Nº 02022.004188/2001-21

Rev. 00 – Setembro, 2022.

DESENVOLVIDO PARA:





CONTROLE DE REVISÕES

Rev.	Data	Descrição (motivo da revisão)
00	Setembro/2022	Documento original



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. OBJETIVO	2
3. METODOLOGIA	3
4. RESULTADOS.....	7
4.1. INSPEÇÃO DE VIDA MARINHA NOS UMBILICAIS DE BIJUPIRÁ E SALEMA.....	7
4.2. INSPEÇÃO DE VIDA MARINHA NOS CLUSTERS DE ANCORA.....	15
5. EQUIPE TÉCNICA	23
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	23



LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1: Exemplo de imagens classificadas como banco de coral</i>	3
<i>Figura 2: Exemplo de imagens classificadas como coral vivo isolado, A: Bathypates sp.; B: Plexauridae.</i>	4
<i>Figura 3: Exemplo de imagens classificadas como coral morto.</i>	4
<i>Figura 4: Exemplo de imagens classificadas como cascalho biogênico.</i>	5
<i>Figura 5: Exemplo de imagens classificadas como outros organismos sésseis.</i>	5
<i>Figura 6: Resultados da inspeção de corais na estrutura SA Umbilical + UTA.....</i>	7
<i>Figura 7: Bancos de corais encontrados na estrutura SA Umbilical + UTA. A: Phelliactis sp. e Plexauridae sobre Umbilical e Caryophylliidae ao redor; B: Plexauridae e Caryophylliidae; C: Plexauridae e Caryophylliidae. (Fonte: Shell, 2022).</i>	8
<i>Figura 8: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Umbilical + UTA</i>	10
<i>Figura 9: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Umbilical + UTA. A: Coral vivo (Dendrophylliidae); B: Coral vivo (Alcyonacea); C: Outros organismos sésseis (Phelliactis sp.). (Fonte: Shell, 2022)</i>	11
<i>Figura 10: Resultados da inspeção de corais na estrutura GE Umbilical + UTA</i>	13
<i>Figura 11: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura GE Umbilical + UTA. A: Outros organismos sésseis (Phelliactis sp.); B e C: Coral vivo (Alcyonacea). (Fonte: Shell, 2022)</i>	14
<i>Figura 12: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NE</i>	15
<i>Figura 13: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NE. A: Coral vivo (Plexauridae) e cascalho biogênico; B: Coral vivo (Alcyonacea) e C: Coral vivo (Alcyonacea). (Fonte: Shell, 2022)</i>	16
<i>Figura 14: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NW</i>	18
<i>Figura 15: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NW. A: Banco de coral (Plexauridae e Caryophylliidae); B: Banco de coral (Caryophylliidae e Plexauridae); C: Coral vivo (Alcyonacea). (Fonte: Shell, 2022)</i>	19
<i>Figura 16: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – Sul</i>	21
<i>Figura 17: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – Sul. A: Coral vivo (Alcyonacea); B: Coral vivo (Alcyonacea); C: Coral vivo (Alcyonacea) (Fonte: Shell, 2022).</i>	22

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1: Equipamentos que serão descomissionados na etapa de desconexão do FPSO Fluminense</i>	2
<i>Tabela 2: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados na estrutura SA Umbilical + UTA.....</i>	9
<i>Tabela 3: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados na estrutura BJ Umbilical + UTA.</i>	12



Tabela 4: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados no cluster de ancoragem nordeste dos campos Bijupirá e Salema	17
Tabela 5: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados no cluster de ancoragem noroeste dos campos Bijupirá e Salema	20
Tabela 6 - Equipe Técnica.....	23

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV na estrutura SA Umbilical + UTA. (Fonte dos dados: Shell, 2022)	9
Gráfico 2: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV na estrutura BJ Umbilical + UTA. (Fonte dos dados: Shell, 2022)	12
Gráfico 3: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV no cluster de ancoragem nordeste nos campos Bijupirá e Salema. (Fonte dos dados: Shell, 2022)	17
Gráfico 4: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV no cluster de ancoragem noroeste nos campos Bijupirá e Salema. (Fonte dos dados: Shell, 2022)	20



Lista de Siglas

Sigla	Definição
FPSO	Unidade Flutuante de Armazenagem e Transferência (em inglês, <i>Floating Production Storage and Offloading</i>)
GE	Exportação de Gás (em inglês, <i>Gas Exportation</i>)
BJ	Bijupirá
SA	Salema
ROV	Veículo Submarino Operado Remotamente (em inglês, <i>Remotely Operated Vehicle</i>)
WI	Injeção de Água (em inglês, <i>Water Injection</i>)
WOB	Witt O'Brien's do Brasil



1. INTRODUÇÃO

Bancos de corais e habitats coralíneos de profundidade têm enorme importância ecológica, assim como os seus equivalentes de águas rasas, pois do mesmo modo, oferecem inúmeros recursos ecológicos e econômicos. Os recifes ou bancos de corais de águas profundas podem ser encontrados em todos os oceanos com exceção de algumas regiões polares (FREIWALD et al., 2004) e em ampla variação de profundidade (HATCHER & SCHEIBLING, 2001). Tais recifes são controlados por processos erosivos que formam elevações topográficas que podem alterar desde regimes hidrodinâmicos até sedimentares (ROBERTS et al., 2009). Em escala geológica, a alternância de esqueletos e cascalhos de corais com sedimento lamoso pode ser responsável pela formação de estruturas com relevo positivo no leito marinho definidas como bancos carbonáticos de corais de águas profundas, os quais podem apresentar na sua porção superficial colônias de corais vivas ou mortas, tornando-se locais preferenciais para a formação de novos recifes (ROBERTS et al., 2009).

Ao contrário da maioria dos corais de águas rasas, os corais de águas profundas não possuem associações simbióticas com algas (são azooxantelados) e se alimentam, principalmente, de organismos da coluna d'água (GAGE & TYLER, 1991). Além dos próprios cnidários formadores de recifes, outros invertebrados e peixes encontram na complexidade estrutural dos corais as condições ideais para assentamento, crescimento e reprodução (FREIWALD et al., 2004). As larvas de algumas espécies de corais de águas profundas requerem substrato rígido para assentar, o crescimento das colônias é lento e sua distribuição está normalmente associada a elevações no leito marinho (WILSON, 1979; MORTENSEN et al., 1995; ROGERS, 1999; ROBERTS et al., 2006).

Os cnidários mais representativos nas formações das estruturas tridimensionais (montes, bancos ou popularmente recifes) de águas profundas seriam os táxons Hexacorallia (Scleractinia e Antipatharia), Octocorallia (Alcyonacea) e Anthoathecata (Stylasteridae). A subclasse Hexacorallia compreende seis ordens existentes, das quais apenas a ordem Scleractinia produz secreções resultando em um esqueleto contínuo e aproximadamente 40% vivem em profundidades superiores a 50 m (CAIRNS et al., 1999; CAIRNS, 2007), e são muitas vezes referenciados como sendo corais de águas frias ou profundas.

A subclasse Octocorallia é o grupo mais diverso dos cnidários, agrupando entre 3.100 e 3.400 espécies (MCFADDEN, 2007; PÉREZ et al., 2016). Estes animais apresentam normalmente um esqueleto descontínuo, formado por elementos calcários microscópicos, imersos em seus tecidos moles (CAIRNS e BAYER, 2009). Atualmente, apesar de não ser bem suportado por evidências moleculares (MCFADDEN et al., 2010), a subclasse Octocorallia é composta por



três ordens morfológicamente distintas: Helioporacea, Pennatulacea e Alcyonacea. Alcyonacea é a ordem mais diversa, representando mais de 1/3 de todas as espécies dentro da subclasse, apresentando várias formas de crescimento e possuindo as mais amplas distribuições batimétricas e geográficas (CAIRNS, 2016; PÉREZ et al., 2016).

Os corais escleractíneos azooxantelados podem ser coloniais e solitários, e alguns representantes são considerados cosmopolitas em distribuição. Além disso, o fato de não serem dependentes de simbiontes permite que corais azooxantelados prosperem em regiões afóticas e frias. Entre os principais formadores de recifes ou bancos de corais em águas profundas, encontram-se espécies da Ordem Scleractinia: Lophelia pertusa, Enallopsammia profunda e Solenosmilia variabilis (WILSON, 1979), todas estas bem registradas na costa brasileira (PIRES, 2007), na Bacia de Campos (CURBELO FERNANDEZ et al., 2005) e no campo Bijupirá e Salema, analisado no presente relatório.

2. OBJETIVO

O objetivo do presente relatório é apresentar os resultados das campanhas de observação dos corais de profundidade e fauna associada nas linhas e estruturas, em foco atual de descomissionamento, pela SBPL, nos Campos de Bijupirá e Salema na Bacia de Campos. Quais sejam: 03 umbilicais + UTAs e 03 clusters de ancoragem, compostos por 03 linhas/âncoras cada (vide **Tabela 1**).

Tabela 1: Equipamentos que serão descomissionados na etapa de desconexão do FPSO Fluminense

Campo	Equipamento	Comprimento (m)
Umbilicais + UTAs		
Salema	SA Umbilical + UTA	2340
Bijupirá	BJ Umbilical + UTA	1144
GE (Exportação de Gás)	GE Umbilical + UTA	544
Cluster de Âncoras		
Bijupirá	BJ Cluster de Ancoragem - NE	-
Bijupirá	BJ Cluster de Ancoragem - NW	-
Bijupirá	BJ Cluster de Ancoragem - Sul	-

3. METODOLOGIA

A inspeção nos campos de Bijupirá e Salema localizados na Bacia de Campos ocorreram em diferentes campanhas, realizadas por diferentes embarcações e equipes técnicas, tendo sido as duas últimas em dezembro de 2021 e fevereiro de 2022. As inspeções foram realizadas utilizando veículos de operação remota (*Remotely Operated Vehicles - ROVs*).

Através das inspeções foram observadas as presenças de vida marinha que foram classificadas nas seguintes categorias: Bancos de corais (**Figura 1**), corais vivos isolados (**Figura 2**), corais mortos (**Figura 3**), cascalhos biogênicos (**Figura 4**) e outros organismos sésseis (**Figura 5**). Os ROVs possuíam sistema de transmissão de dados por fibra ótica, transdutores para posicionamento e sonares para auxiliar a navegação. Com objetivo de cobrir a maior área possível para a observação da presença de vida marinha, foram incluídas áreas paralelas de 10 m para cada lado das linhas e estruturas pré-selecionadas.

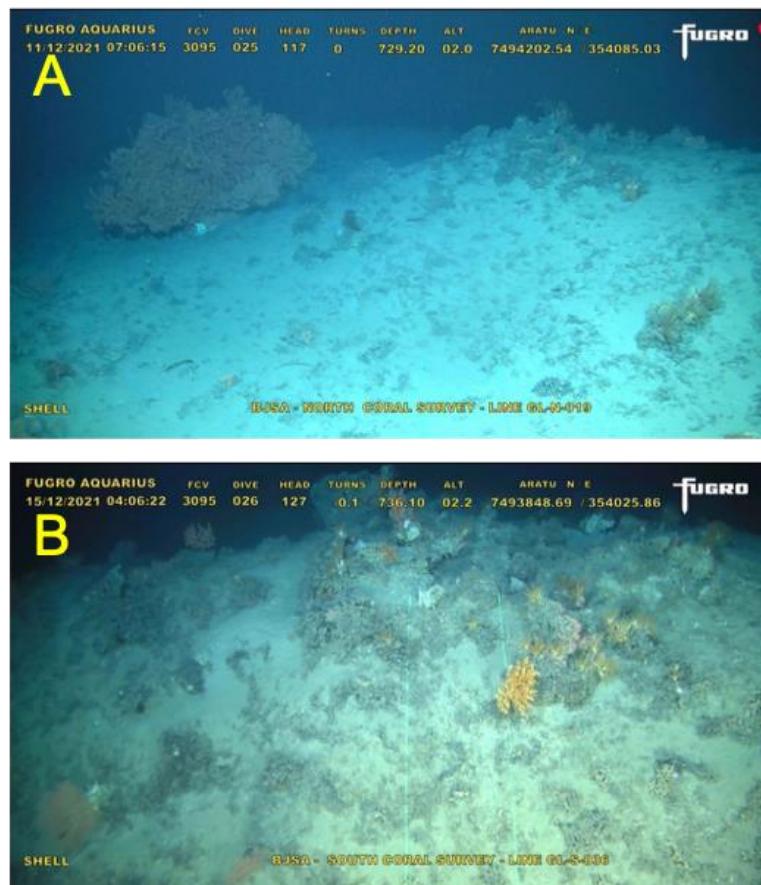


Figura 1: Exemplo de imagens classificadas como banco de coral

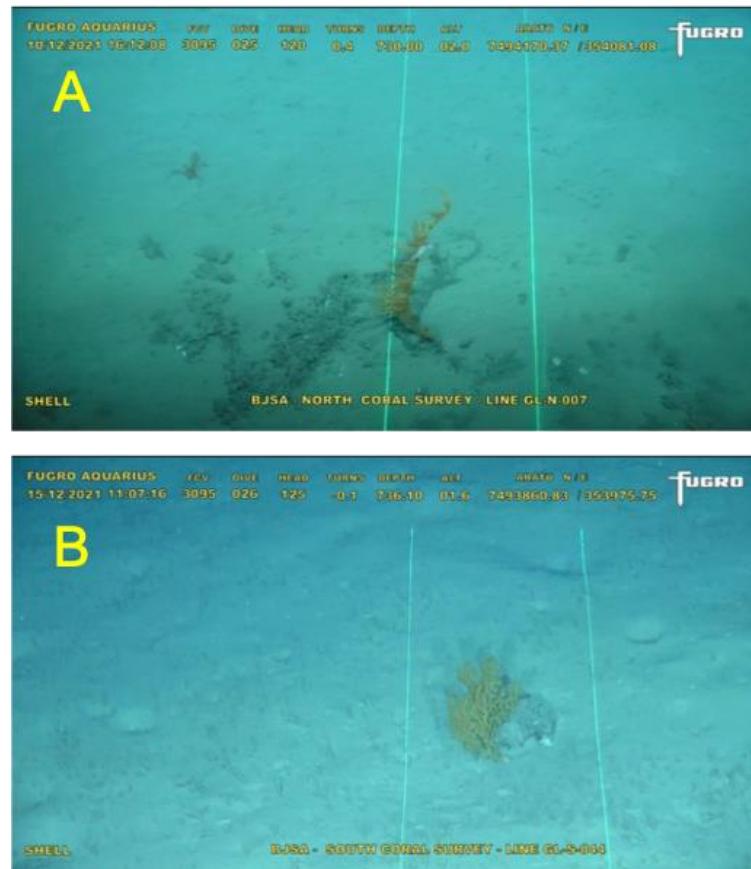


Figura 2: Exemplo de imagens classificadas como coral vivo isolado, A: *Bathyphates* sp.; B: *Plexauridae*.

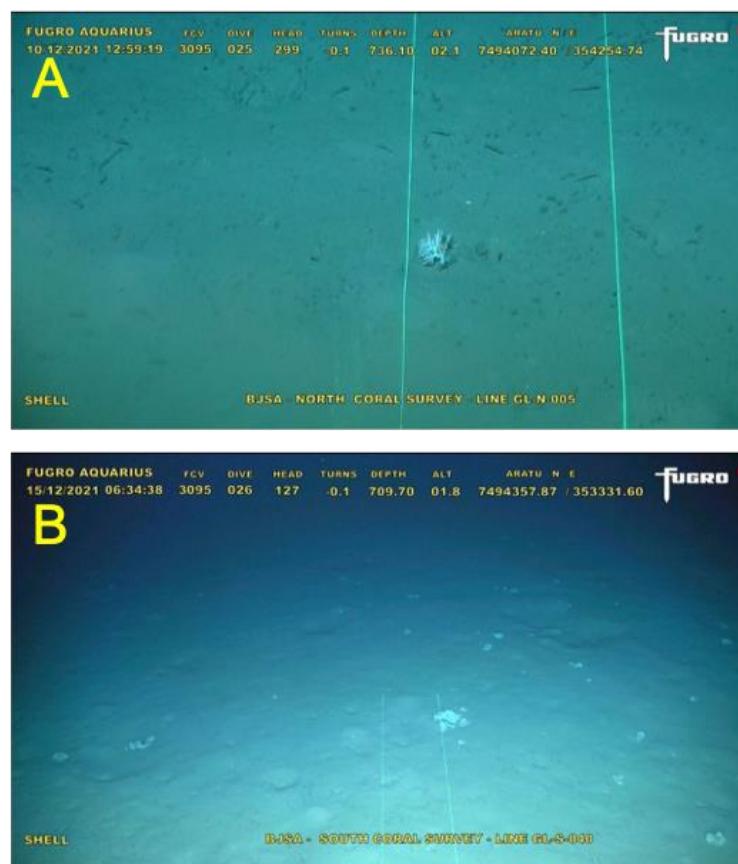


Figura 3: Exemplo de imagens classificadas como coral morto.

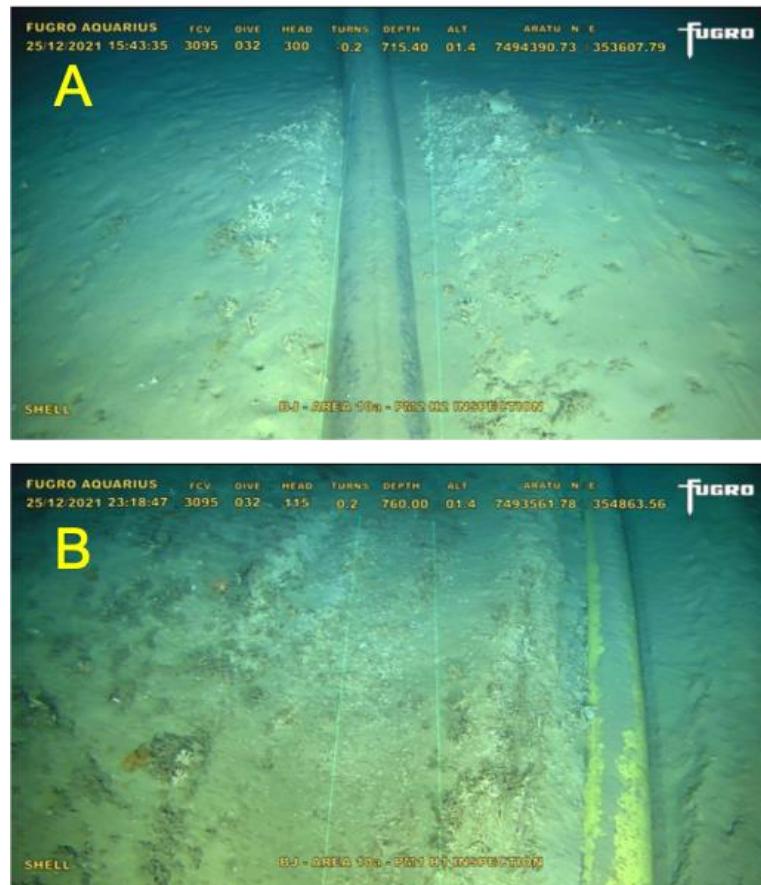


Figura 4: Exemplo de imagens classificadas como cascalho biogênico.

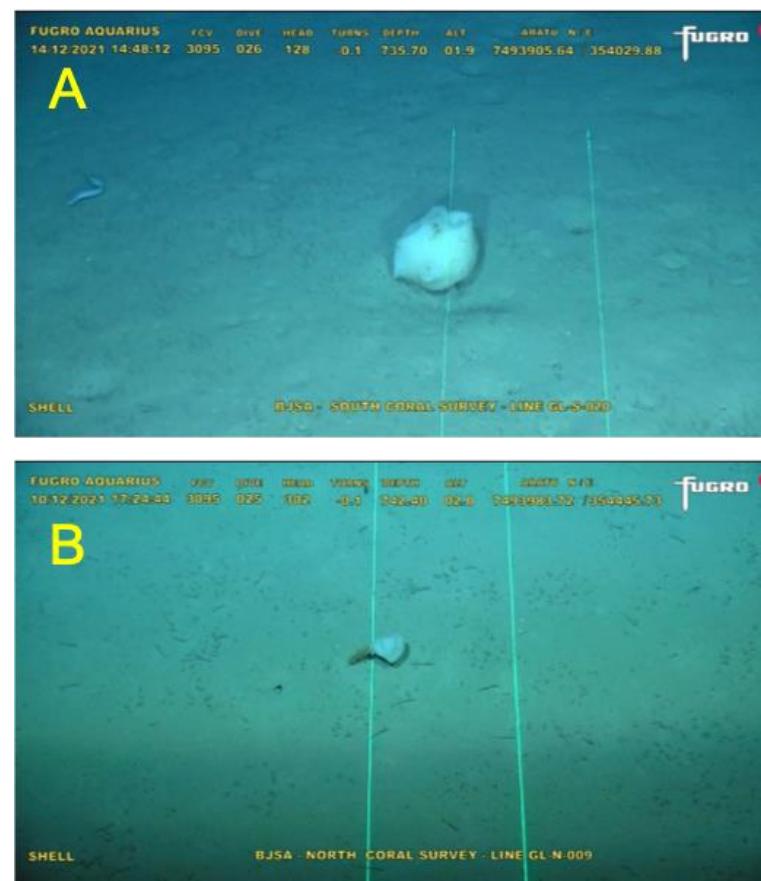


Figura 5: Exemplo de imagens classificadas como outros organismos sésseis.



Durante as observações procurou-se manter o ROV a uma distância de 2 m acima do fundo marinho, permitindo assim a observação dos organismos, evitando a suspensão de sedimento e impactos à fauna. Sempre que necessário e possível, devido às características do relevo e distribuição da fauna, o deslocamento do ROV era interrompido para uma melhor observação dos organismos, a fim de possibilitar a identificação e classificação no menor grupo taxonômico possível. Vale ressaltar que a velocidade média das embarcações, durante a aquisição de dados, foi de 0,5 kt. Além disso, algumas das campanhas realizadas possuíam o ROV equipado com câmeras em HD (*high definition*), o que possibilitou uma maior acurácia na identificação dos organismos observados.

A análise de imagens vem sendo amplamente utilizada em estudos recentes dos ecossistemas profundos, entretanto, a resolução das imagens de vídeo nem sempre é considerada ideal para identificação de organismos ao nível de espécie ou até mesmo gênero (ROBERTS *et al.*, 2009). Devido à falta de testemunhos ou coletas nas áreas dos bancos investigados, de forma conservadora no presente estudo, toda formação coralínea apresentando as características superficiais descritas anteriormente, foi considerada banco carbonático de coral, independentemente de suas dimensões e fauna.

Em todas as imagens adquiridas com ROV foram registradas as seguintes informações: coordenadas geográficas, nome da área inspecionada, profundidade, data e hora da observação e menor nível de identificação dos organismos avistados.



4. RESULTADOS

4.1. Inspeção de Vida Marinha nos Umbilicais de Bijupirá e Salema

➤ Umbilical de Salema - SA Umbilical + UTA

Ao longo das amostragens realizadas com o ROV (*Remotely Operated Underwater Vehicle*) na estrutura “SA Umbilical + UTA” – 2.340 m, junto aos 10 m de áreas paralelas para cada lado da estrutura, foram registrados 152 eventos de vida marinha (0,003 eventos/m²) entre as profundidades 616 e 693 m (**Figura 6**), sendo 88 classificados como bancos de corais (57,9%) ilustrados pela (**Figura 7, A - C**), 48 como corais isolados vivos (31,6%), 7 eventos (4,6%) de outros organismos sésseis vivos, 5 de cascalho biogênico (3,3%) e 4 eventos (2,6%) de coral morto.

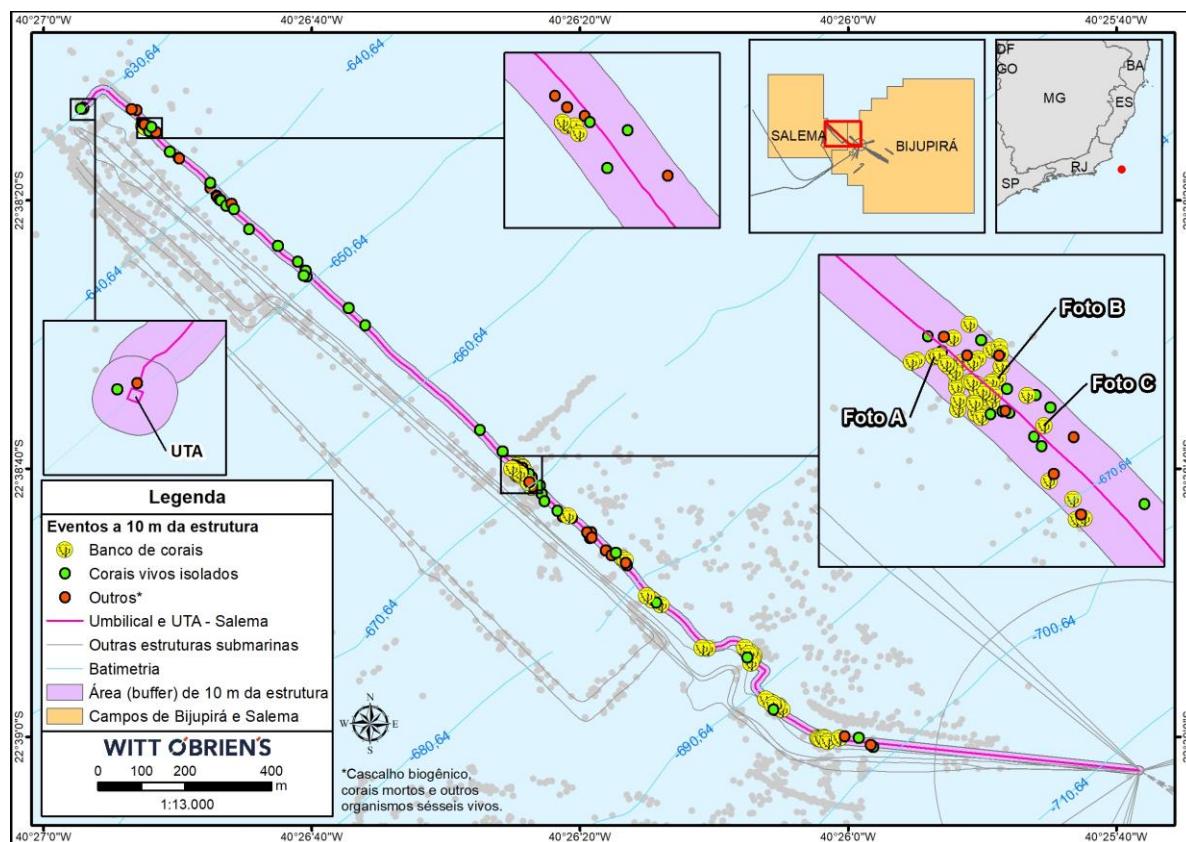


Figura 6: Resultados da inspeção de corais na estrutura SA Umbilical + UTA

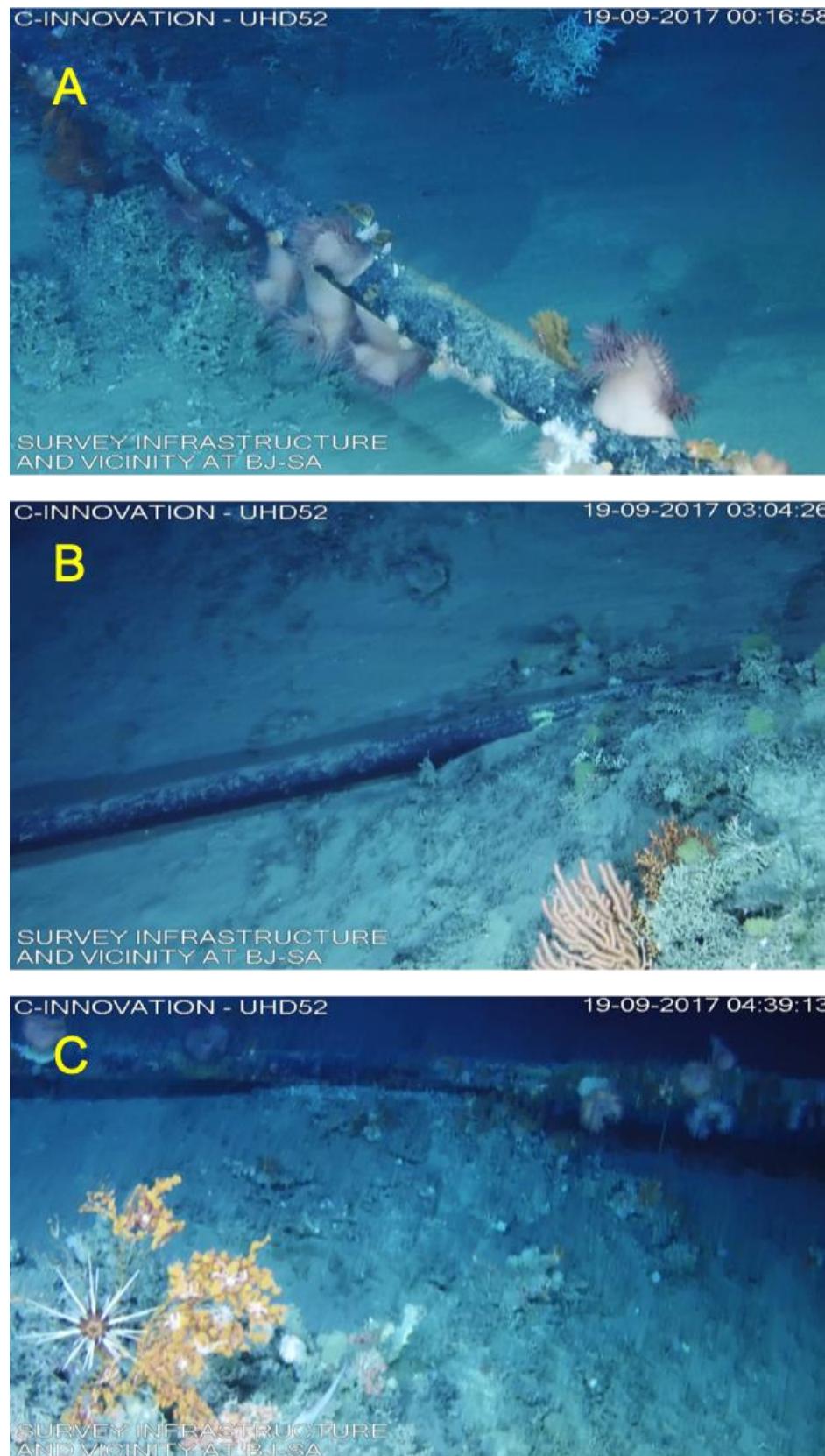


Figura 7: Bancos de corais encontrados na estrutura SA Umbilical + UTA. A: Phelliactis sp. e Plexauridae sobre Umbilical e Caryophylliidae ao redor; B: Plexauridae e Caryophylliidae; C: Plexauridae e Caryophylliidae. (Fonte: Shell, 2022).



Dentre todos os eventos, os filos Cnidaria e Echinodermata foram os mais frequentes, com 84% e 13% respectivamente, seguido por 3% do filo Porifera (**Gráfico 1**).

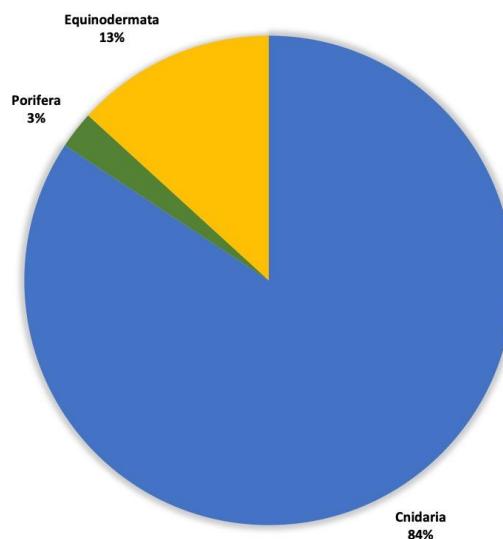


Gráfico 1: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV na estrutura SA Umbilical + UTA. (Fonte dos dados: Shell, 2022)

Dentre identificações taxonômicas dos indivíduos de corais solitários e/ou inseridos nos bancos de corais, a subclasse Hexacorallia foi distribuída em 12 táxons, totalizando 51,5% dos eventos, e a subclasse Octocorallia foi distribuída em 6 táxons e totalizando 40,4% dos eventos. 8,1% dos eventos foram classificados apenas como Anthozoa, não sendo possível determinar a subclasse (**Tabela 2**). Dentre os corais formadores de bancos de corais, a ordem Scleractinia apresentou 40,4% dos eventos, sendo a família Caryophylliidae a mais frequente (31,9%).

Tabela 2: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados na estrutura SA Umbilical + UTA.

Classe	Subclasse	Ordem	Família
Anthozoa 99,2%	Hexacorallia 51,5%	Antipatharia 11,1%	Schizopathidae 11,2%
			Caryophylliidae 31,9%
			Dendrophylliidae 3,9%
			Oculinidae 0,4%
			Plexauridae 8,1%
			Primnoidae 5,4%
		Scleractinia* 40,4%	Anthothelidae 0,4%
			Isididae 0,4%
	Octocorallia 40,4%		
	Alcyonacea 40,4%		

Fonte dos dados: Shell, 2022

Nota: **Lophelia pertusa*, *Solenosmilia variabilis*, *Madrepora oculata* e *Enallopsammia rostrata*



➤ Umbilical de Bijupirá - BJ Umbilical + UTA

Ao longo das amostragens realizadas com o ROV na estrutura “BJ Umbilical + UTA” – 1144m, junto aos 10 m de áreas paralelas para cada lado da estrutura, foram registrados 30 eventos de vida marinha (0,001 eventos/m²) entre as profundidades 717 e 766 m (**Figura 8**). Nesta estrutura não houve eventos de bancos de corais, 21 estiveram presentes como corais isolados vivos (70%) (**Figura 9, A e B**), 7 eventos (23,3%) foram de outros organismos sésseis vivos (**Figura 9 C**) e 2 eventos (6,7%) de coral morto.

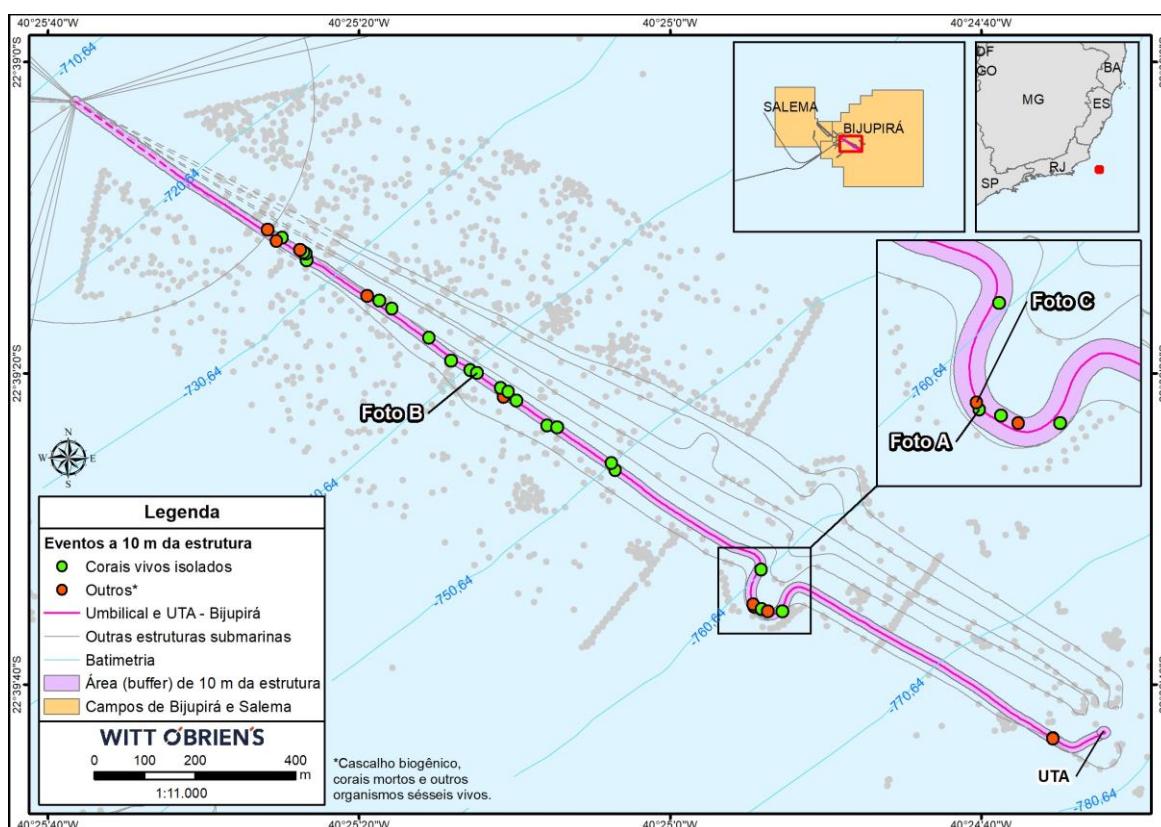


Figura 8: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Umbilical + UTA

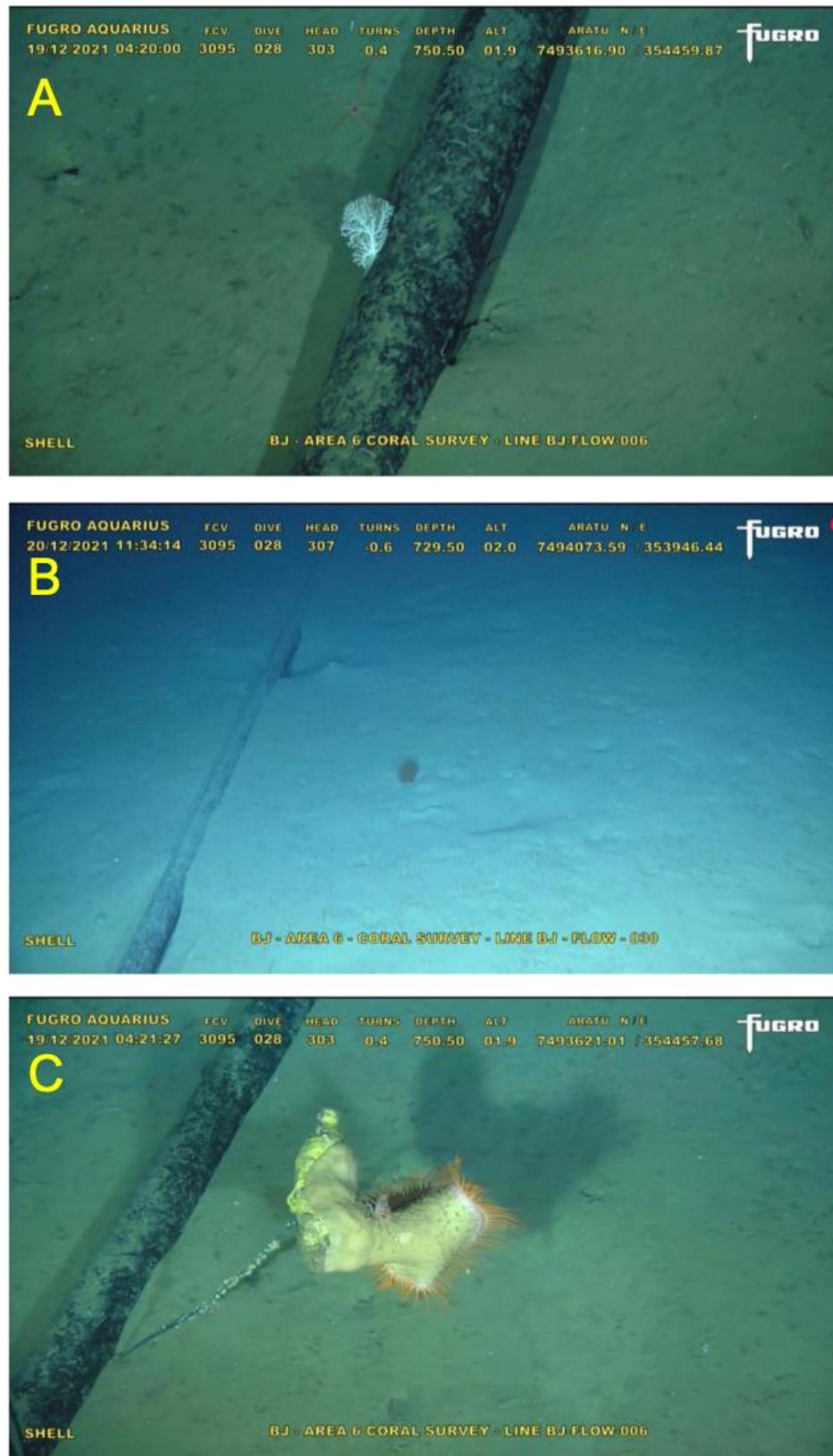


Figura 9: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Umbilical + UTA. A: Coral vivo (Dendrophylliidae); B: Coral vivo (Alcyonacea); C: Outros organismos sésseis (Phelliactis sp.).
(Fonte: Shell, 2022)

Dentre todos os eventos, os filos Cnidaria e Porifera foram os mais frequentes, com 88% e 9% respectivamente, seguido por 3% do filo Echinodermata (**Gráfico 2**).

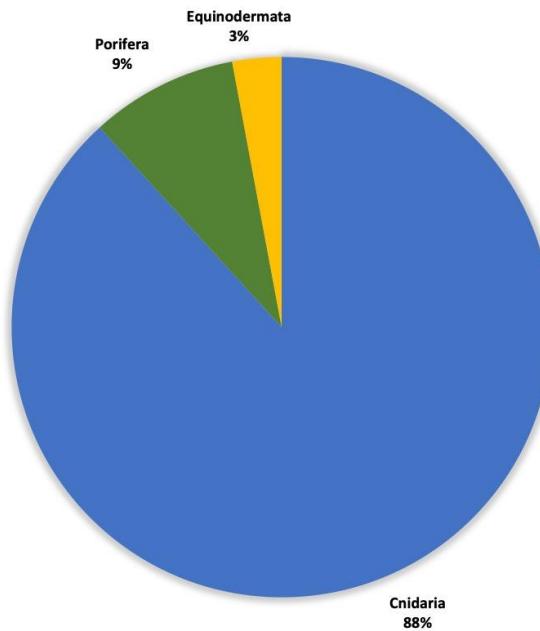


Gráfico 2: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV na estrutura BJ Umbilical + UTA. (Fonte dos dados: Shell, 2022)

Dentre as identificações taxonômicas dos indivíduos de corais solitários, a subclasse Hexacorallia foi distribuída em 3 táxons, totalizando 12,5% dos eventos, e a subclasse Octocorallia foi distribuída em 2 táxons e totalizando 87,5% dos eventos (**Tabela 3**). Dentro dos corais formadores de bancos de corais, a ordem Scleractinia apresentou 8,33% dos eventos, sendo a família Caryophylliidae a mais frequente (4,2%).

Tabela 3: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados na estrutura BJ Umbilical + UTA.

Classe	Subclasse	Ordem	Família
Anthozoa 99,2%	Hexacorallia 12,5%	Scleractinia 8,3%	Caryophylliidae 4,2%
	Octocorallia 87,5%	Alcyonacea 70,8%	Plexauridae 16,7%

Fonte dos dados: Shell, 2022



➤ Umbilical da Linha de Exportação de Gás - GE Umbilical + UTA

Ao longo das amostragens realizadas com o ROV na estrutura “GE Umbilical + UTA” (Umbilical/UTA + Tie-Back Umbilical) – cerca de 1.100 m, junto aos 10m de áreas paralelas para cada lado da estrutura, foram registrados 11 eventos de vida marinha (0,0005 eventos/m²) entre as profundidades 710 e 727 m (**Figura 10**). Nesta estrutura não houve eventos de bancos de corais, 10 foram corais isolados vivos (90,9%) (**Figura 11, B e C**) e 1 evento (9,1%) de outros organismos sésseis vivos (**Figura 11 A**). Todos os eventos foram do filo Cnidaria (100%).

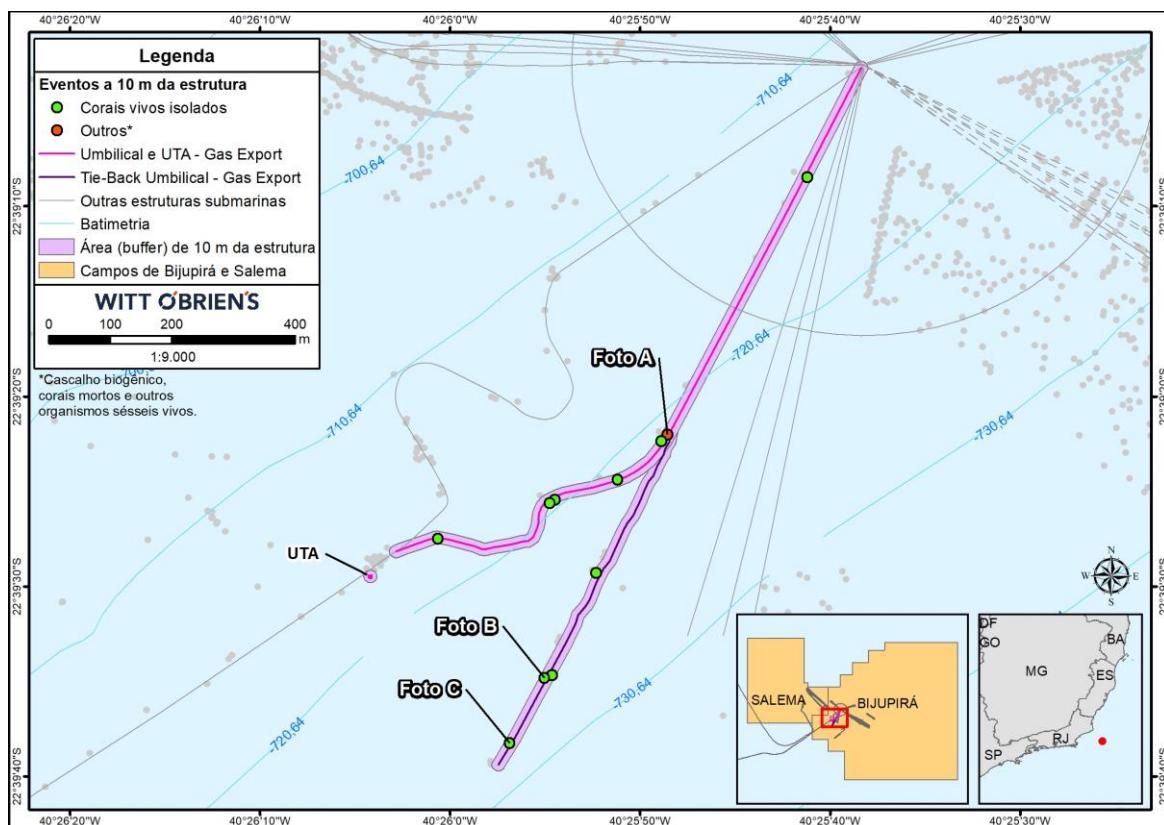


Figura 10: Resultados da inspeção de corais na estrutura GE Umbilical + UTA

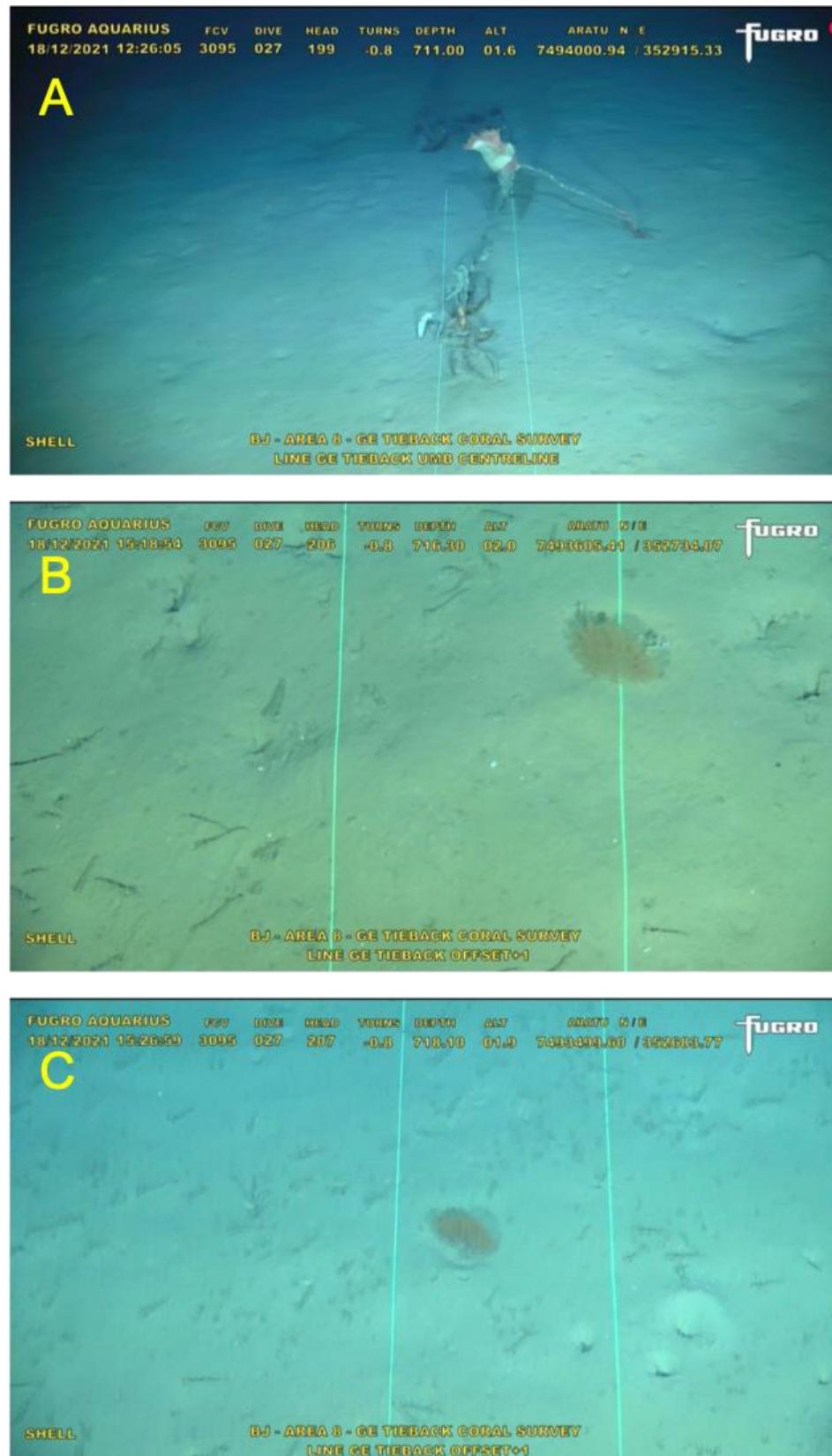


Figura 11: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura GE Umbilical + UTA. A: Outros organismos sésseis (*Phelliactis* sp.); B e C: Coral vivo (*Alcyonacea*). (Fonte: Shell, 2022)



4.2. Inspeção de Vida Marinha nos Clusters de Ancoragem

➤ BJ Cluster de Ancoragem - NE

Ao longo das amostragens realizadas com o ROV no entorno do “BJ Cluster de Ancoragem – NE”, foram registrados 37 eventos de vida marinha (**Figura 12**). Nesta área foram encontrados 36 corais isolados vivos (97,3%) (**Figura 13, A - C**), 1 evento (2,7%) de outros organismos sésseis vivos e não houve eventos de bancos de corais.

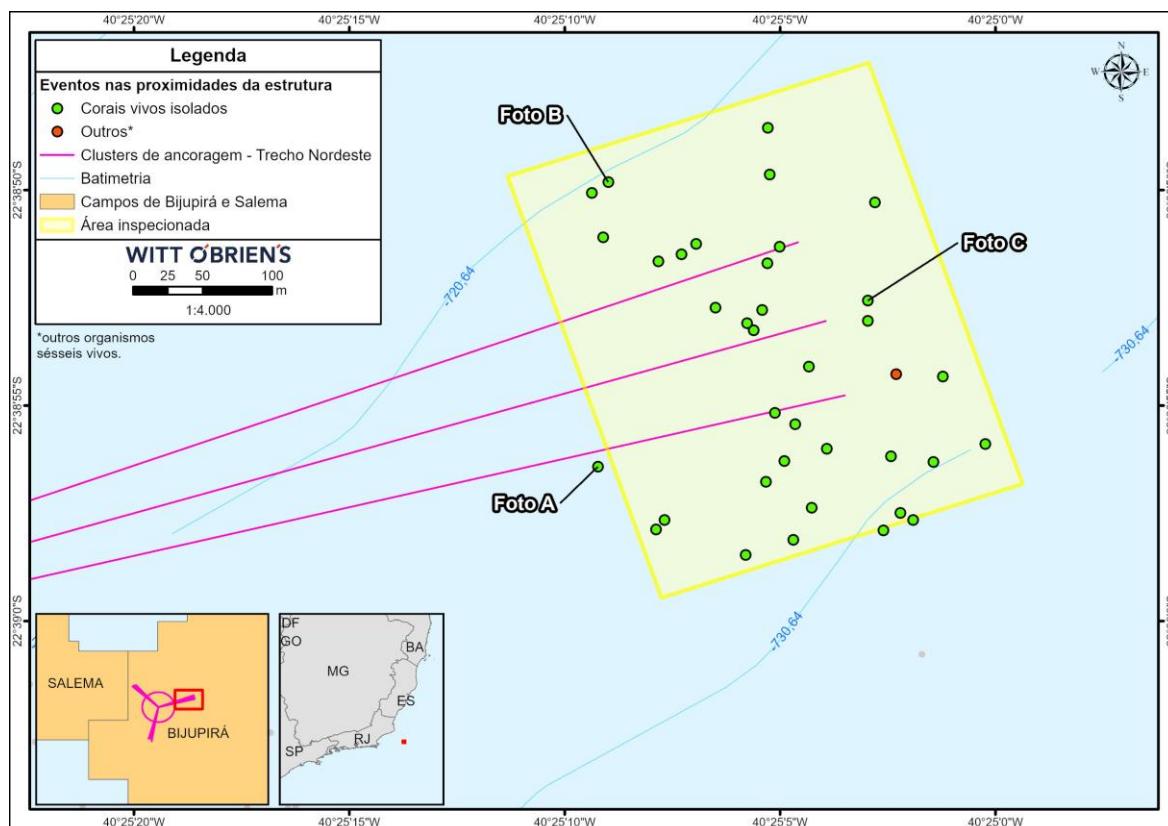


Figura 12: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NE

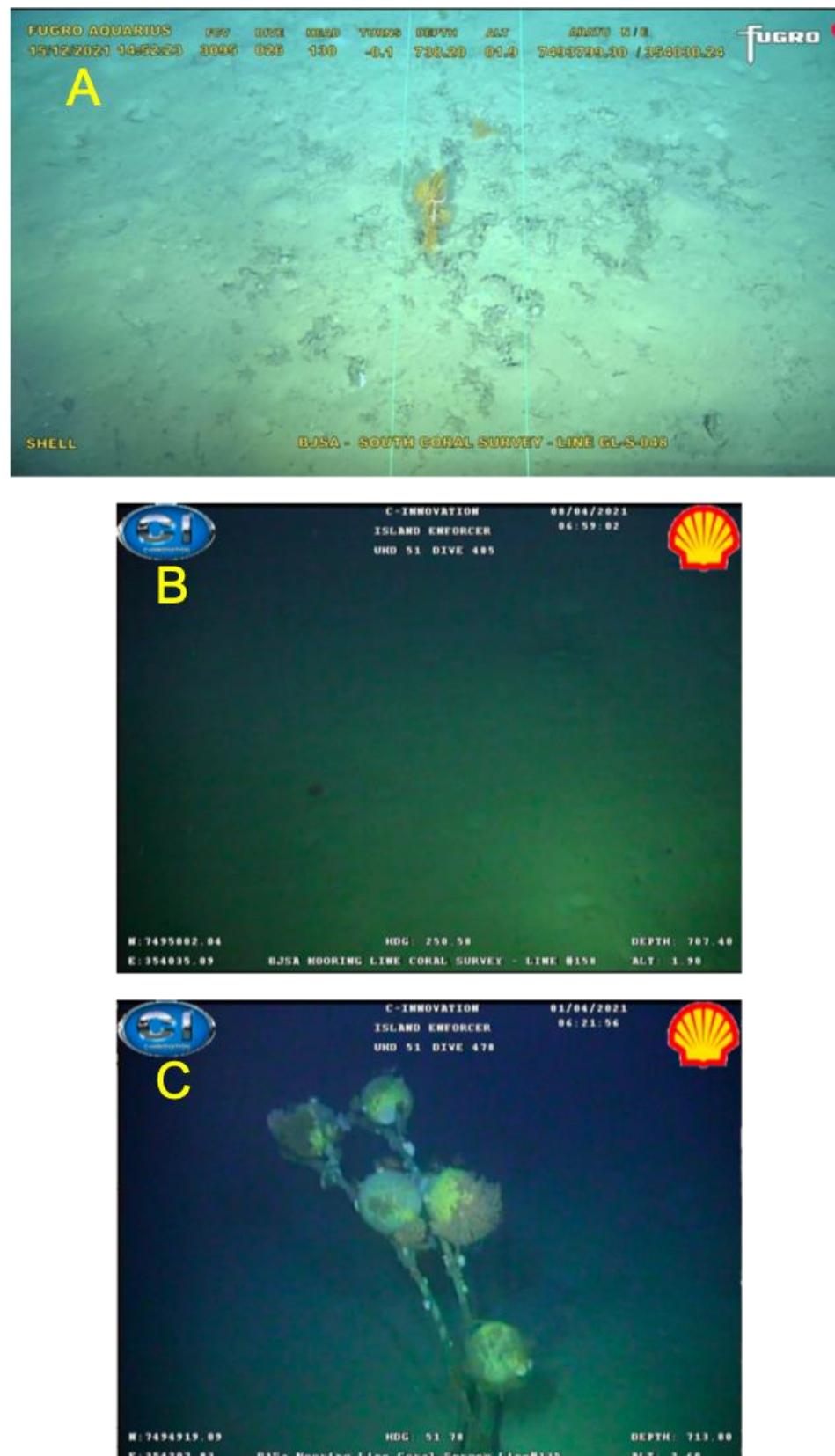


Figura 13: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NE. A: Coral vivo (Plexauridae) e cascalho biogênico; B: Coral vivo (Alcyonacea) e C: Coral vivo (Alcyonacea). (Fonte: Shell, 2022)

Dentre todos os eventos, os filos Cnidaria e Echinodermata foram os mais frequentes, com 95% e 5% respectivamente (**Gráfico 3**).

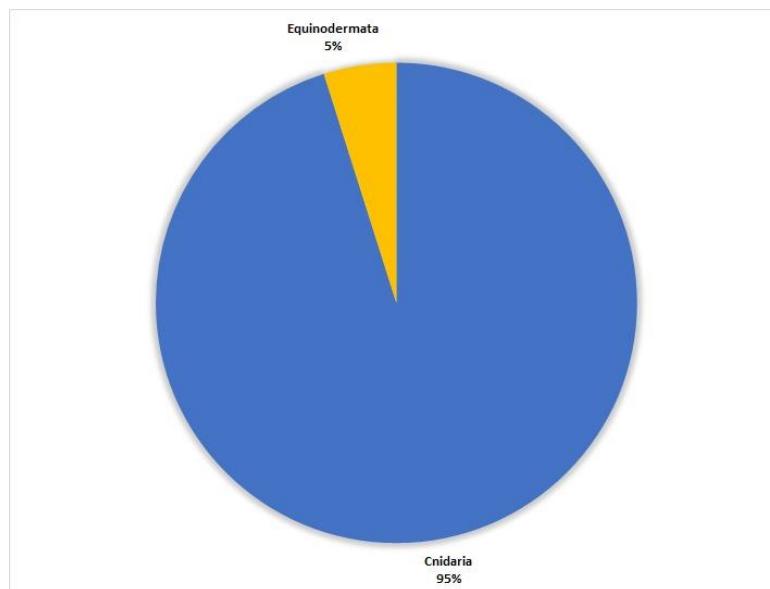


Gráfico 3: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV no cluster de ancoragem nordeste nos campos Bijupirá e Salema. (Fonte dos dados: Shell, 2022)

Dentre identificações taxonômicas dos indivíduos de corais solitários, a subclasse Hexacorallia foi distribuída em 1 táxon, totalizando 2,8% dos eventos, e a subclasse Octocorallia foi distribuída em 1 táxon e totalizando 97,2% dos eventos (**Tabela 4**). Dentro dos corais formadores de bancos de corais, a ordem Scleractinia apresentou 2,8% dos eventos, identificado como sendo da família Dendrophylliidae.

Tabela 4: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados no cluster de ancoragem nordeste dos campos Bijupirá e Salema.

Classe	Subclasse	Ordem	Família
Anthozoa 100%	Hexacorallia 2,8%	Scleractinia 2,8%	Dendrophylliidae 2,8%
	Octocorallia 97,2%	Alcyonacea 97,2%	-

Fonte dos dados: Shell, 2022



➤ BJ Cluster de Ancoragem - NW

Ao longo das amostragens realizadas com o ROV no entorno do “BJ Cluster de Ancoragem – NW”, foram registrados 101 eventos de vida marinha (Figura 14), sendo 54 classificados como bancos de corais (53,5%) (Figura 15, A e B), 26 de cascalho biogênico (25,7%), 20 como corais isolados vivos (19,8%) (Figura 15 C) e 1 evento (1%) de outros organismos sésseis vivos.

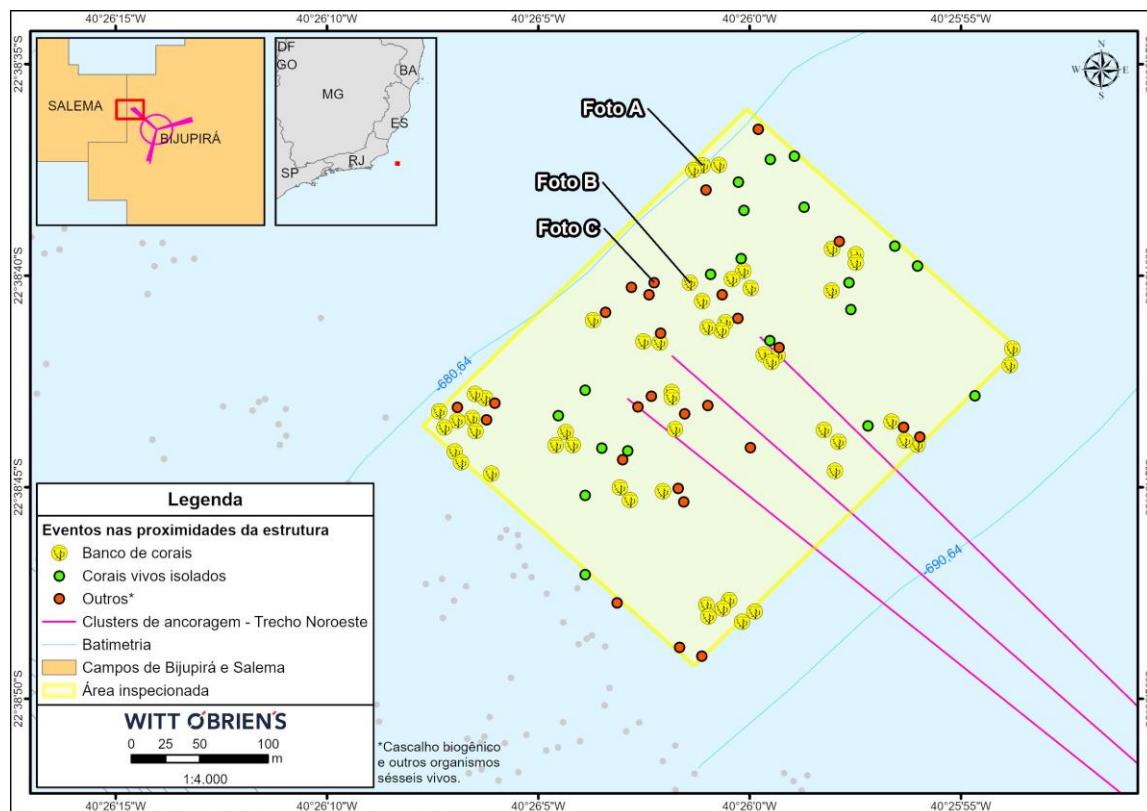


Figura 14: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NW

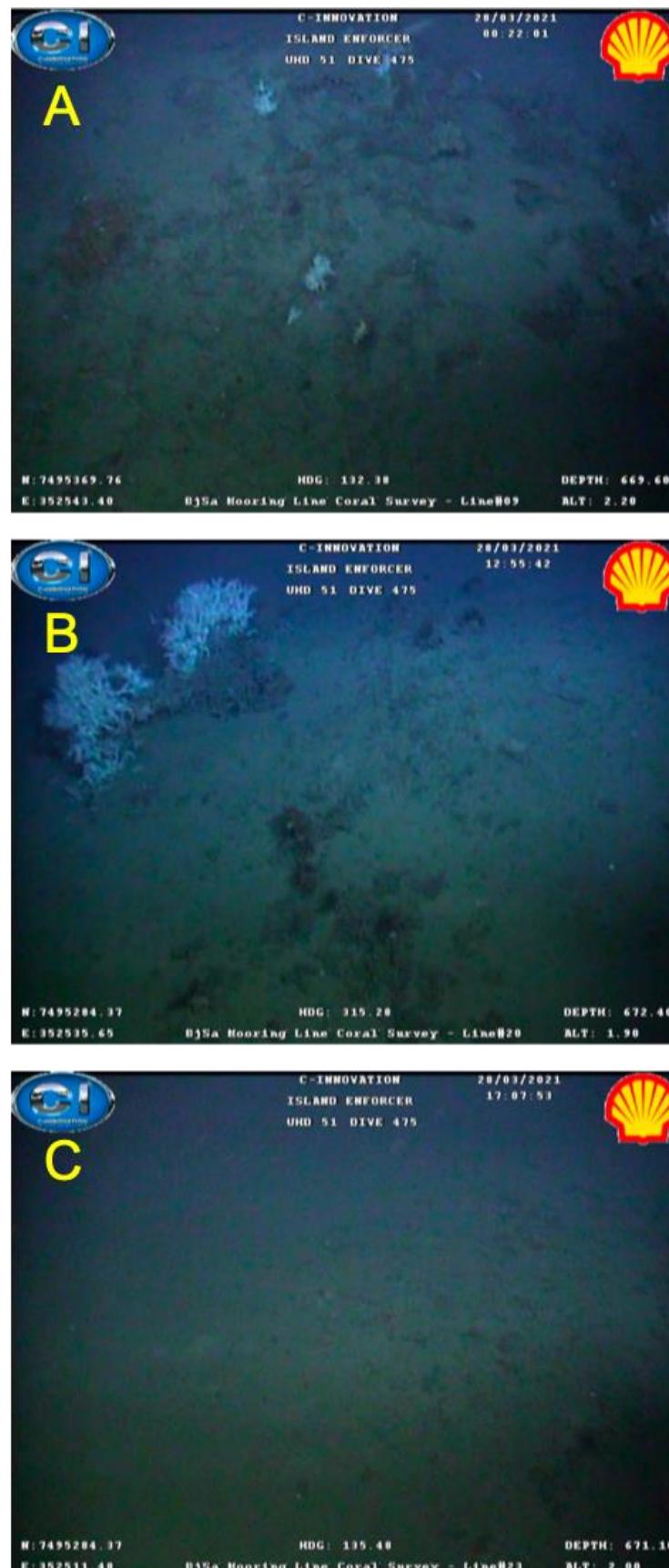


Figura 15: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – NW.
A: Banco de coral (Plexauridae e Caryophylliidae); B: Banco de coral (Caryophylliidae e Plexauridae); C: Coral vivo (Alcyonacea). (Fonte: Shell, 2022)

Dentre todos os eventos, os filos Cnidaria e Porifera foram os mais frequentes, com 78% e 9% respectivamente, seguido por 13% do filo Echinodermata (**Gráfico 4**).

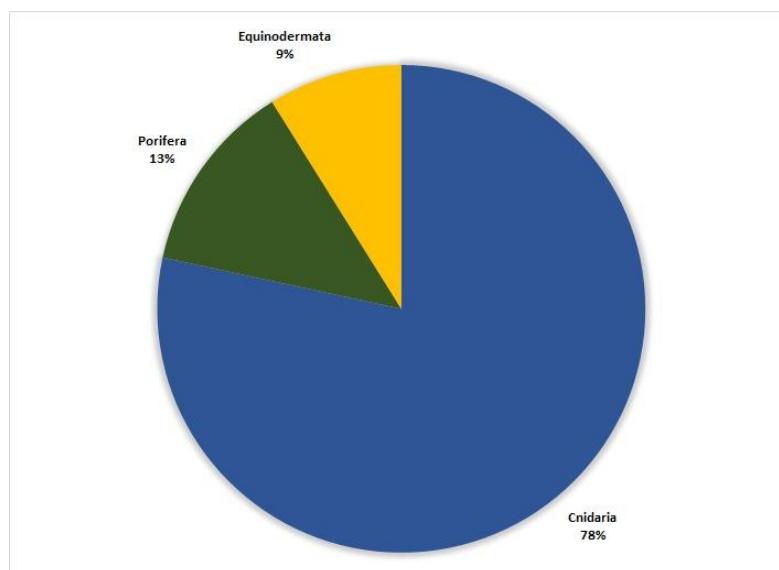


Gráfico 4: Percentual de eventos observados dos grupos zoológicos registrados por ROV no cluster de ancoragem noroeste nos campos Bijupirá e Salema. (Fonte dos dados: Shell, 2022)

Dentre identificações taxonômicas dos indivíduos de corais solitários e/ou inseridos nos bancos de corais, a subclasse Hexacorallia foi distribuída em 6 táxons, totalizando 46,3% dos eventos, e a subclasse Octocorallia foi distribuída em 2 táxons totalizando 28,6% dos eventos. 25,1% dos eventos foram classificados apenas como Anthozoa, não tendo sido possível determinar a subclasse (**Tabela 5**). Dentro dos corais formadores de bancos de corais, a ordem Scleractinia apresentou 33,5% dos eventos, sendo a família Caryophylliidae a mais frequente (32%).

Tabela 5: Frequência de eventos dos principais grupos taxonômicos da classe Anthozoa identificados no cluster de ancoragem noroeste dos campos Bijupirá e Salema.

Classe	Subclasse	Ordem	Família
Anthozoa 100%	Hexacorallia 46,3%	Antipatharia 12,8%	Schizopathidae 3,4%
		Scleractinia*	Caryophylliidae 32%
			Dendrophylliidae 1,5%
	Octocorallia 28,6%	Alcyonacea 28,6%	Plexauridae 20,7%

Fonte dos dados: Shell, 2022

Nota: **Lophelia pertusa* e *Solenosmilia variabilis*



➤ BJ Cluster de Ancoragem – Sul

Ao longo das amostragens realizadas com o ROV no entorno do “BJ Cluster de Ancoragem – Sul”, foram registrados 28 eventos de vida marinha (**Figura 16**). Nesta estrutura não houve eventos de bancos de corais, e todos os eventos foram classificados como corais isolados vivos (100%) (**Figura 17, A - C**). Dentre identificações taxonômicas dos indivíduos de corais solitários, todos os indivíduos foram da subclasse Octocorallia, pertencendo a ordem Alcyonacea.

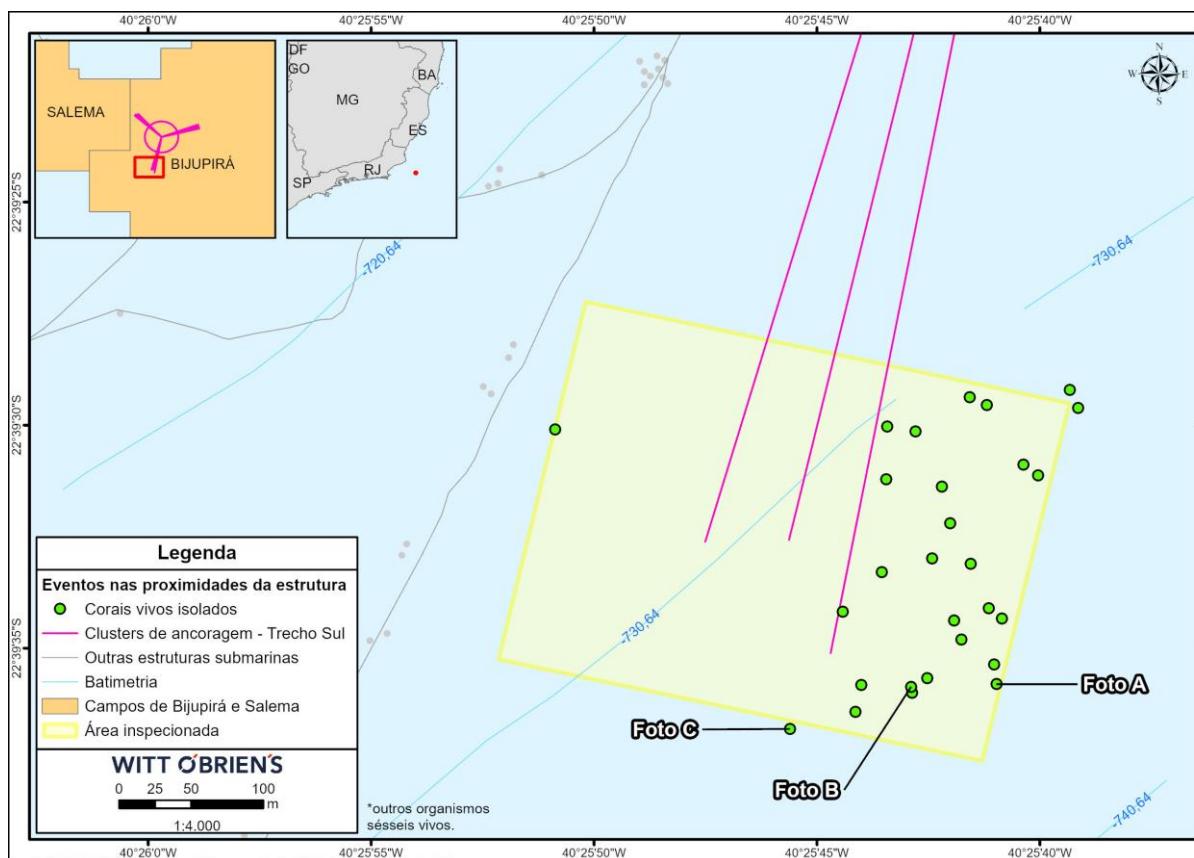


Figura 16: Resultados da inspeção de corais na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – Sul

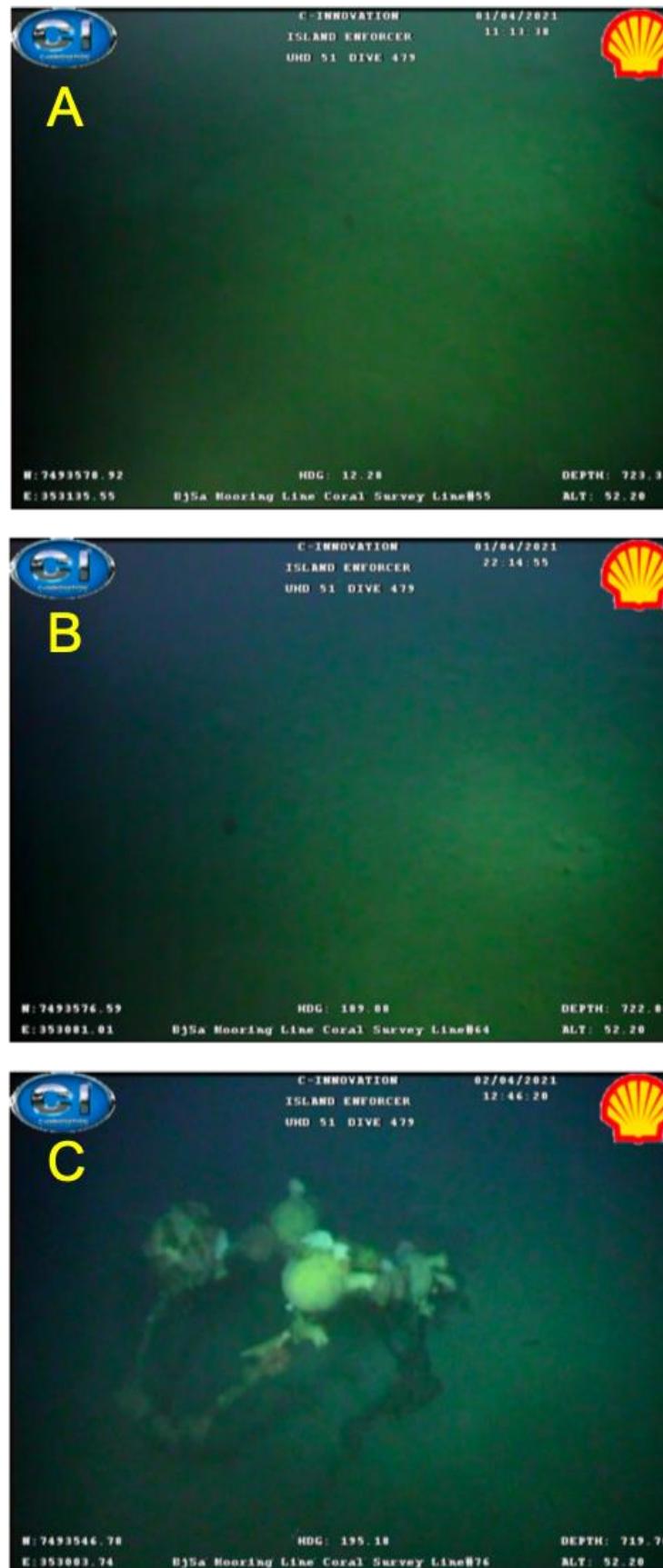


Figura 17: Eventos de vida marinha encontrados na estrutura BJ Cluster de Ancoragem – Sul.
A: Coral vivo (Alcyonacea); B: Coral vivo (Alcyonacea); C: Coral vivo (Alcyonacea) (Fonte: Shell, 2022).



5. EQUIPE TÉCNICA

Tabela 6 - Equipe Técnica

Profissional	Registro de classe	Registro CTF/AIDA	Assinatura
Adriana Moreira Bióloga/UFRJ M.Sc. Ecologia/UFRJ	CRBio 05119/02	195722	
Marcos de Lucena Biólogo/UNIRIO M.Sc. Ecologia Marinha/UFF Dr. Ecologia/UFRJ	CRBio 84821/02	2963776	
Moysés Cavichioli Barbosa Biólogo/UFRJ Dr. Biologia Marinha/UFF	-	5490518	
Vinicius Alves Biológo/ UFRJ	CRBio 55308/02	1620328	

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAIRNS SD, BAYER FM. 2009. Octocorallia (Cnidaria) of the Gulf of Mexico. In: Felder DL, Camp DK (eds) Gulf of Mexico – origins, waters, and biota, **Biodiversity**, vol 1. A&M Press, College Station, pp 321–331

CAIRNS SD, HOEKSEMA BW, VAN DER LAND J. 1999. Appendix: list of extant stony corals. **Atoll Res Bull** 459:13–46

CAIRNS SD. 2007. Deep-sea corals: an overview with special reference to diversity and distribution of deep-water scleractinian corals. **Bull Mar Sci** 81:311–322

CAIRNS SD. 2016. New abyssal Primnoidae (Anthozoa: Octocorallia) from the Clarion-Clipperton Fracture Zone, equatorial northeastern Pacific. **Mar Biodivers** 46:141–150

CURBELO FERNANDEZ MP, FALCÃO APC, MOROSKO EM, CAVALCANTI GH. 2005. **Campos Basin Deep Sea Coral Communities (SE Brazil) - Preliminary results**. 3rd International symposium on Deep Sea Corals, Miami, nov. 2005.

FREIWALD A, FOSSÅ JH, GREHAN A, KOSLOW T, ROBERTS JM. 2004. **Cold-water coral reefs: out of sights – no longer out of mind**. Cambridge: UNEP; WCMC.

GAGE JD, TYLER PA. 1991. **Deep-sea biology. A Natural History of Organisms at the Deep-Sea Floor**. Cambridge, 504 pp.

HATCHER BG, SCHEIBLING RE. 2001. What determines whether deep-water corals build reefs: do shallow reef models apply? In: Willison, J.H.M., Hall, J., Gass, S.E., Kenchington, E.L.R., Butler, M., Doherty, P., editors. Proceedings of the First International Symposium on Deep-Sea Coral. Halifax: Ecology Action Centre. **Marine Issues Committee Special Publication Series**, 10. p. 6-18.

MCFADDEN CS, SÁNCHEZ JA, FRANCE SC. 2010, Molecular phylogenetic insights into the evolution of Octocorallia: a review. **Integr Comp Biol**. 50(3):389–410



MCFADDEN CS. 2007. Subclass Octocorallia. In: Daly M, Brugler MR, Cartwright P et al The phylum Cnidaria: a review of phylogenetic patterns and diversity 300 years after Linnaeus. **Zootaxa** 1668:127–182

MORTENSEN PB, HOVLAND M, BRATTERGARD T, FARESTVEIT R. 1995. Deep water bioherms of the scleractinian *Lophelia pertusa* (L.) at 64° N on the Norwegian shelf: structure and associated megafauna. **Sarsia**. 80(2): 145-158.

PÉREZ CD, NEVES BM, CORDEIRO RTS et al. 2016. Diversity and distribution of Octocorallia. In: Goffredo S, Dubinsky Z (eds) The Cnidaria, past, present and future. The world of Medusa and her sisters. Springer, **Cham**, pp 109–123

PIRES DO. 2007. Azooxanthellate coral fauna of Brazil. **Bulletin of Marine Science**. 81(supl.1): 265-272.

ROBERTS JM, WHEELER A, FREIWALD A, CAIRNS S. 2009. **Cold- water Corals: the Biology and Geology of deep-sea coral habitats**. Cambridge: Cambridge University Press.

ROBERTS JM, WHEELER AJ, FREIWALD A. 2006. Reefs of the deep: the biology and geology of cold-water coral ecosystems. **Science**. 312(5773): 543-547.

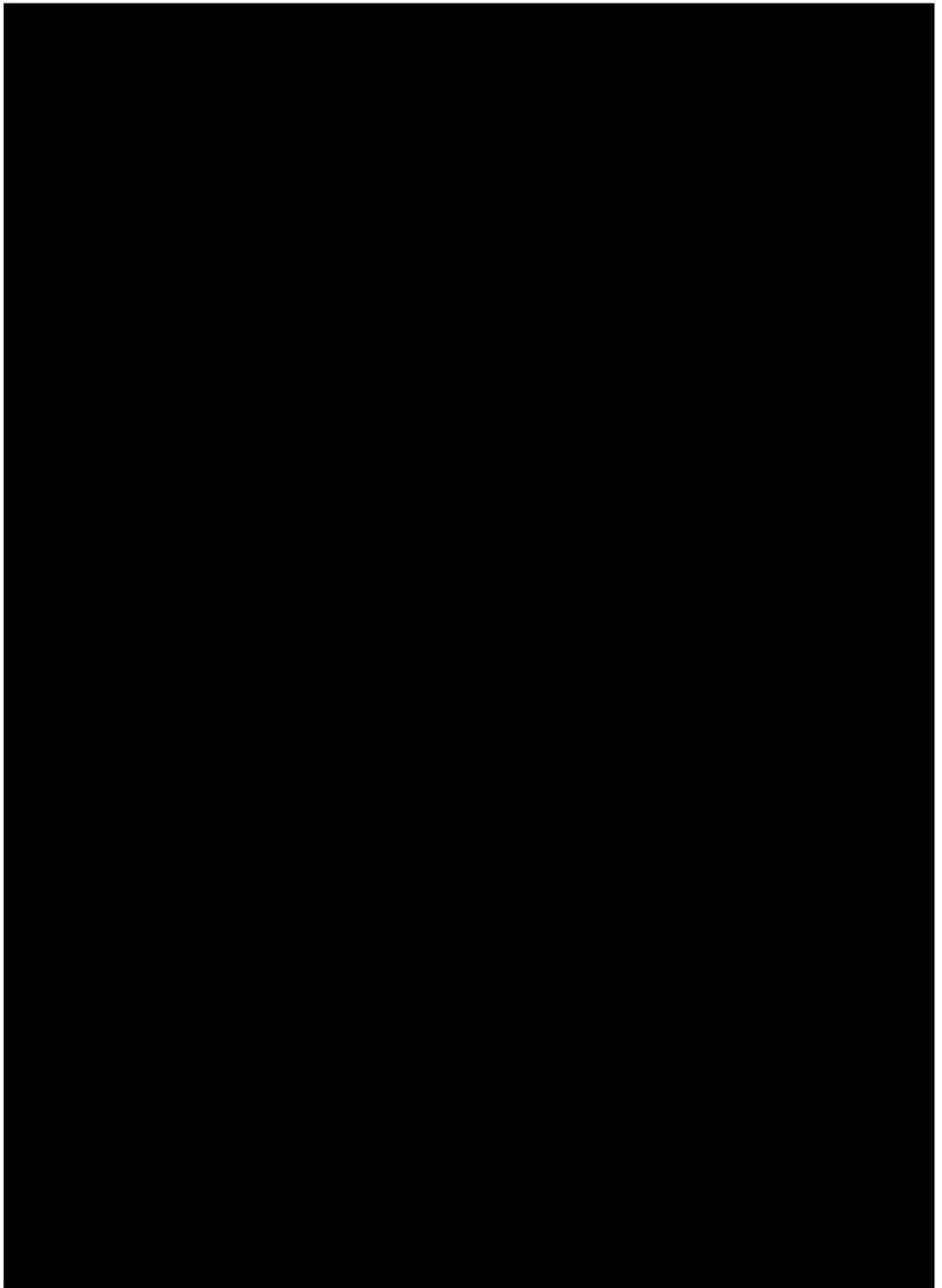
ROGERS AD. 1999. The biology of *Lophelia pertusa* (Linnaeus, 1758) and other deep-water reef-forming corals and impacts from human activities. **International Revue of Hydrobiology**. 84(1): 315-406.

SHELL. 2022. Resultados das campanhas de inspeção de fundo realizadas nos Campos de Bijupirá e Salema, Bacia de Campos (Pacote de dados de 2017 a 2022).

WILSON JB. 1979. “Patch development” of the deep-water coral *Lophelia pertusa* (L.) on Rockall bank. **Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom**. 59(1): 165-177.

Anexo IX

Potenciais Destinos do FPSO Fluminense
(CONFIDENCIAL)



Anexo X

Estimativa de Custos
(CONFIDENCIAL)

