

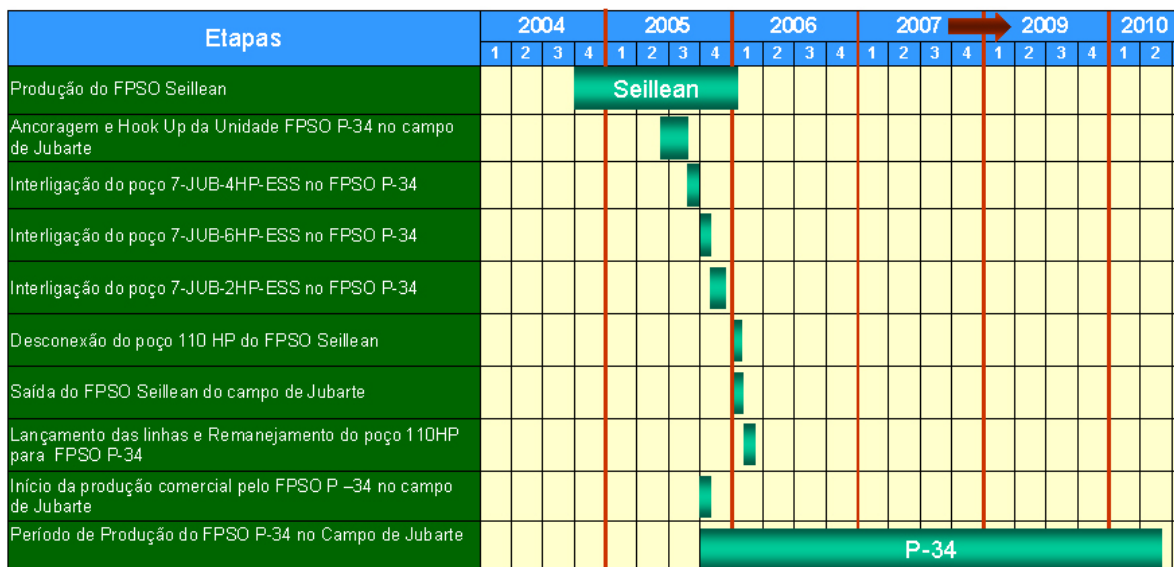
2. CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

2.1 APRESENTAÇÃO

A) OBJETIVOS DA ATIVIDADE

A instalação do FPSO P-34 no Campo de Jubarte tem como objetivo principal iniciar a produção de hidrocarbonetos em escala comercial neste campo, uma vez que as informações obtidas durante o Teste de Longa Duração (TLD) no poço ESS-110 HPA indicaram ser técnica e economicamente viável a implantação de um sistema de produção definitivo, sobretudo a partir do aprimoramento da tecnologia para produção de óleo pesado e viscoso obtido no TLD e na fase Piloto, a exemplo da otimização do desempenho de poços horizontais na produção de óleos pesados, dos métodos de elevação, escoamento, processamento e transferência para esse tipo de petróleo.

B) CRONOGRAMA PRELIMINAR DA ATIVIDADE, APRESENTANDO A PREVISÃO DAS DIFERENTES ETAPAS DE SUA EXECUÇÃO



C) LOCALIZAÇÃO E LIMITES DO BLOCO/CAMPO EM MAPA GEO-REFERENCIADO, LEGENDADO, COM COORDENADAS GEOGRÁFICAS E UTM (INFORMAR DATUM).

O Campo de Jubarte encontra-se localizado na porção norte da Bacia de Campos, a 77 km do Pontal de Ubu, município de Anchieta, litoral sul do Estado do Espírito Santo, em profundidade de água que varia entre 1240 e 1350 metros. O campo foi descoberto no antigo Bloco Exploratório BC-60, no qual as atividades exploratórias da Petrobras identificaram um reservatório com hidrocarbonetos, posteriormente denominado de Campo de Jubarte. A Figura 2.1-1 ilustra a localização esquemática do campo e a Figura 2.1-2 apresenta o Campo de Jubarte, com suas coordenadas geográficas, delimitado no interior de seu *ring fence*.



Figura 2.1-1: Desenho esquemático mostrando o campo de Jubarte em relação ao litoral capixaba.

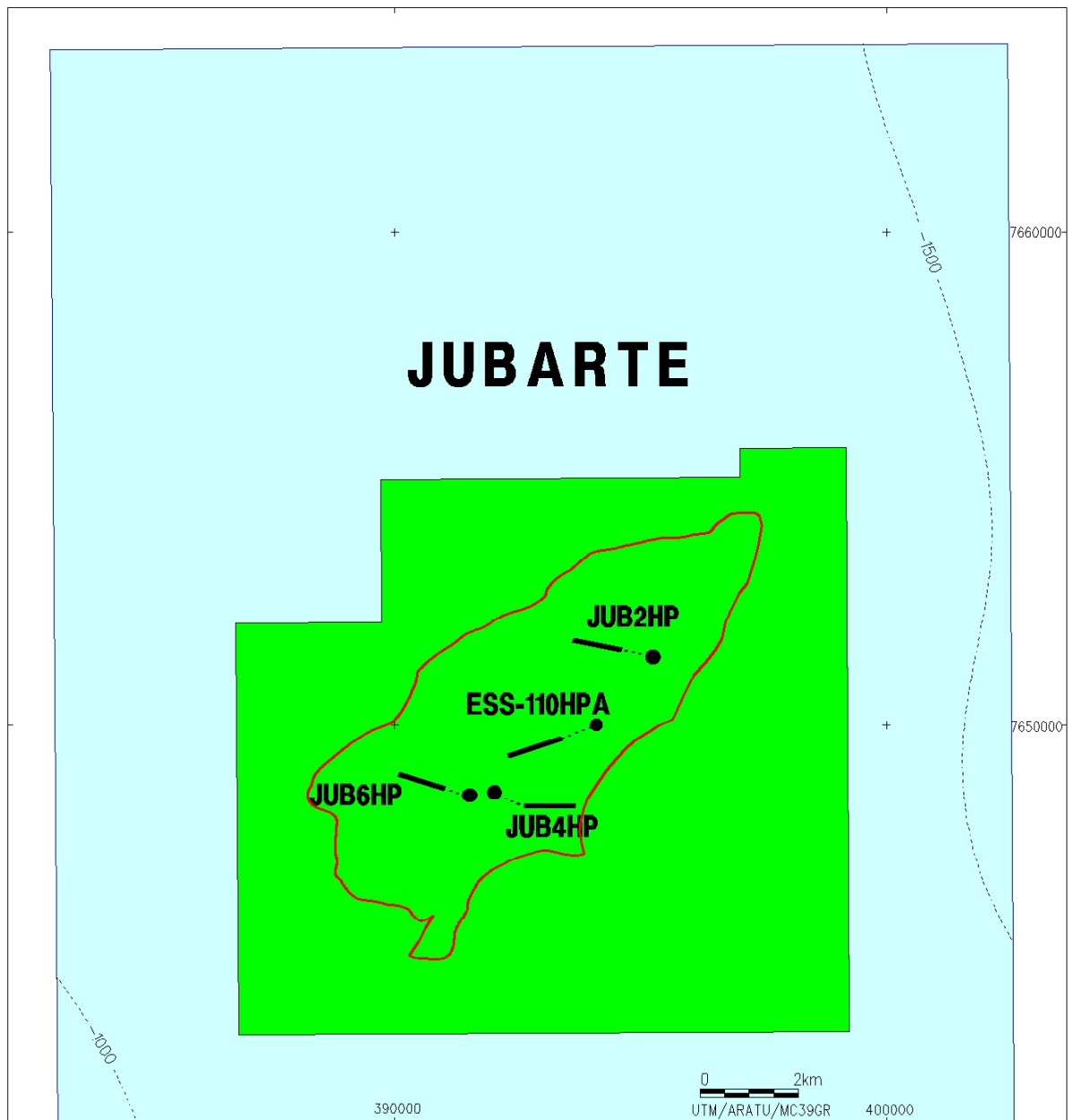


Figura 2.1-2: Contorno do campo de Jubarte no interior de seu *ring fence*.

D) INFORMAR O NÚMERO TOTAL DE POÇOS QUE SERÃO INTERLIGADOS AO SISTEMA DE PRODUÇÃO, INFORMANDO A LOCALIZAÇÃO PREVISTA (COORDENADAS), PROFUNDIDADE FINAL ESTIMADA POR FASES, DIÂMETROS E INCLINAÇÃO, CARACTERIZANDO AQUELES QUE SERÃO UTILIZADOS PARA PRODUÇÃO E PARA INJEÇÃO

A produção em escala comercial a ser iniciada no campo de Jubarte irá contar, em sua Fase 1, com quatro poços produtores. Além do poço ESS-110 HPA que se encontra atualmente interligado ao FPSO Seillean, realizando o Teste de Longa Duração/Fase Piloto, outros três poços serão interligados a unidade FPSO P-34.

A Tabela 2.1-1 apresenta a identificação destes poços, com as coordenadas UTM previstas das cabeças dos poços e as profundidades de água em cada poço.

Tabela 2.1-1: Indicação dos poços e sua localização para o campo de Jubarte (Fase 1).

POÇO A SER INTERLIGADO	COORD. CAB. POÇO (UTM)		PROF. D'ÁGUA (m)
	LESTE (m)	NORTE (m)	
7-JUB-02HP-ESS	395.248,45	7.651.389,64	1.367,00
7-JUB-04HP-ESS	391.856,77	7.648.641,52	1.283,00
7-JUB-06HP-ESS	391.603,31	7.648.851,70	1.278,00
3-ESS-110HPA	393.583,00	7.649.807,00	1.323,00

Com relação aos diâmetros dos revestimentos, as inclinações e as profundidades de cada fase de cada poço produtor, as Tabelas 2.1-2, 2.1-3, 2.1-4 e 2.1-5 apresentam estas especificações.

Tabela 2.1-2: Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades de cada poço na Fase I.

POÇO A SER INTERLIGADO	Fase I		
	Revest (")	Inclinação (graus)	Profundidade (m)
7-JUB-02HP-ESS	30"	0,00	1.438,00
7-JUB-04HP-ESS	36"	0,00	1.331,00
7-JUB-06HP-ESS	36"	0,00	1.335,00
3-ESS-110HPA	30"	0,50	1.412,00

Tabela 2.1-3: Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades de cada poço na Fase II.

POÇO A SER INTERLIGADO	Fase II		
	Revest (")	Inclinação (graus)	Profundidade (m)
7-JUB-02HP-ESS	16"	11,50	2.254,00
7-JUB-04HP-ESS	16"	11,85	2.215,00
7-JUB-06HP-ESS	20"	0,00	1.900,00
3-ESS-110HPA	13 3/8"	0,80	2.316,00

Tabela 2.1-4: Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades de cada poço na Fase III.

POÇO A SER INTERLIGADO	Fase III		
	Revest (“)	Inclinação (graus)	Profundidade (m)
7-JUB-02HP-ESS	11 3/4”	90,00	3.166,00
7-JUB-04HP-ESS	11 3/4”	90,00	3.110,00
7-JUB-06HP-ESS	13 5/8”	30,5	2.680
3-ESS-110HPA	9 5/8”	87,45	3.154,00

Tabela 2.1-5: Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades de cada poço na Fase IV.

POÇO A SER INTERLIGADO	Fase IV		
	Revest (“)	Inclinação (graus)	Profundidade (m)
7-JUB-02HP-ESS	Tela 6.54”	90,00	4.166,00
7-JUB-04HP-ESS	Tela 6.54”	90,00	4.309,00
7-JUB-06HP-ESS	Liner 9 5/8”	90,00	4.140,00
3-ESS-110HPA	Tela 6.54”	90,00	4.230,00

Tabela 2.1-6: Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades de cada poço na Fase V.

POÇO A SER INTERLIGADO	Fase V		
	Revest (“)	Inclinação (graus)	Profundidade (m)
7-JUB-02HP-ESS	NU	NU	NU
7-JUB-04HP-ESS	NU	NU	NU
7-JUB-06HP-ESS	Tela 6.54”	90,00	4.180,00
3-ESS-110HPA	NU	NU	NU

E) LOCALIZAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO NA ÁREA DE REALIZAÇÃO DA ATIVIDADE, APRESENTANDO A INFORMAÇÃO EM BASE CARTOGRÁFICA GEO-REFERENCIADA, COM COORDENADAS GEOGRÁFICAS OU UTM (INFORMAR DATUM), SITUANDO AINDA TODOS OS POÇOS E DUTOS QUE IRÃO COMPOR O SISTEMA DE PRODUÇÃO/ESCOAMENTO

A Tabela 2.1-7 apresenta a localização das unidades de produção P-34 e FPSO Seillean que irão operar na Fase 1 do desenvolvimento da produção do campo de Jubarte. A unidade FPSO Seillean irá operar neste campo somente durante o primeiro ano, até que se proceda a interligação do poço ESS-110 HPA à unidade P-34. Atualmente este poço encontra-se interligado ao FPSO Seillean.

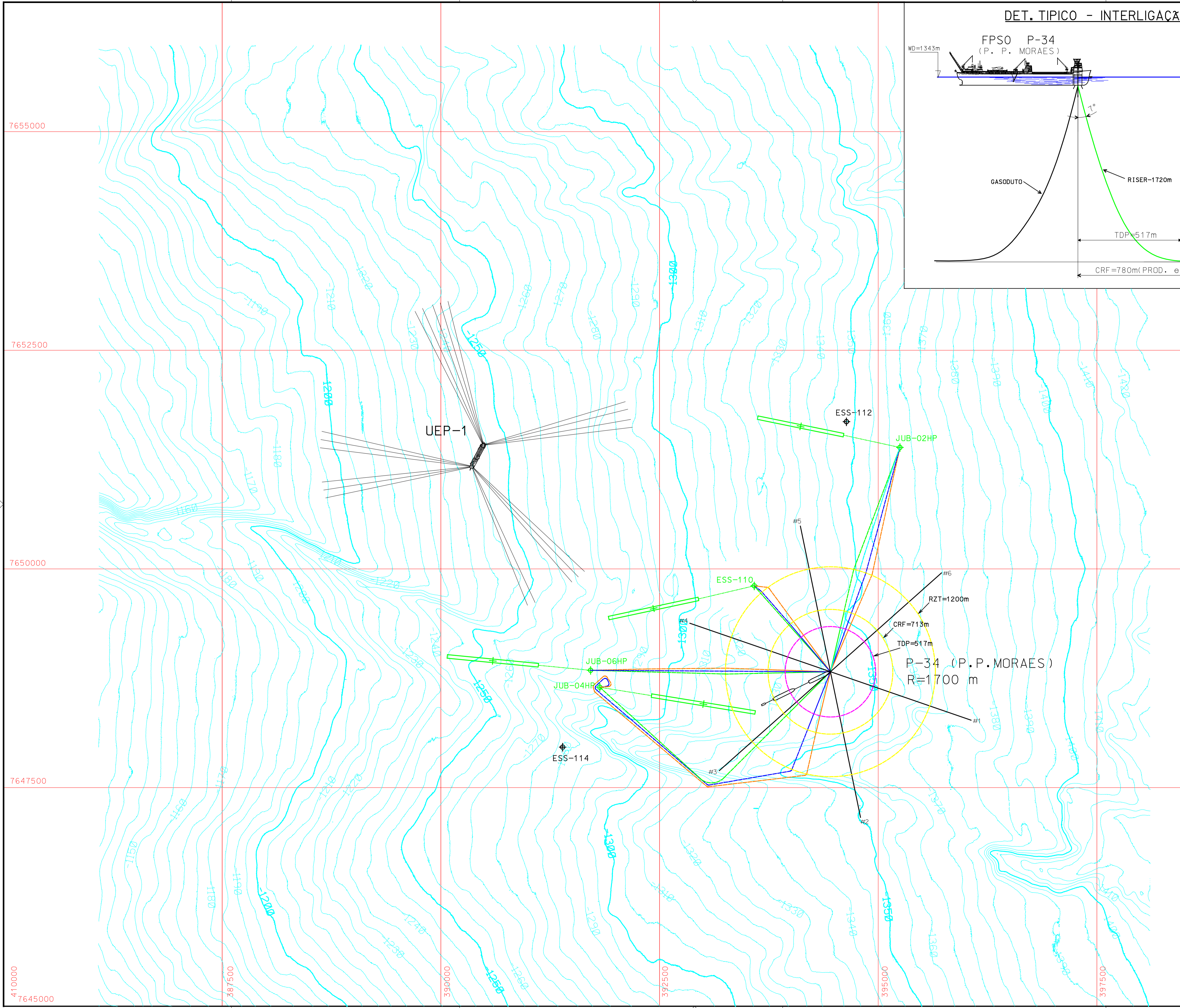
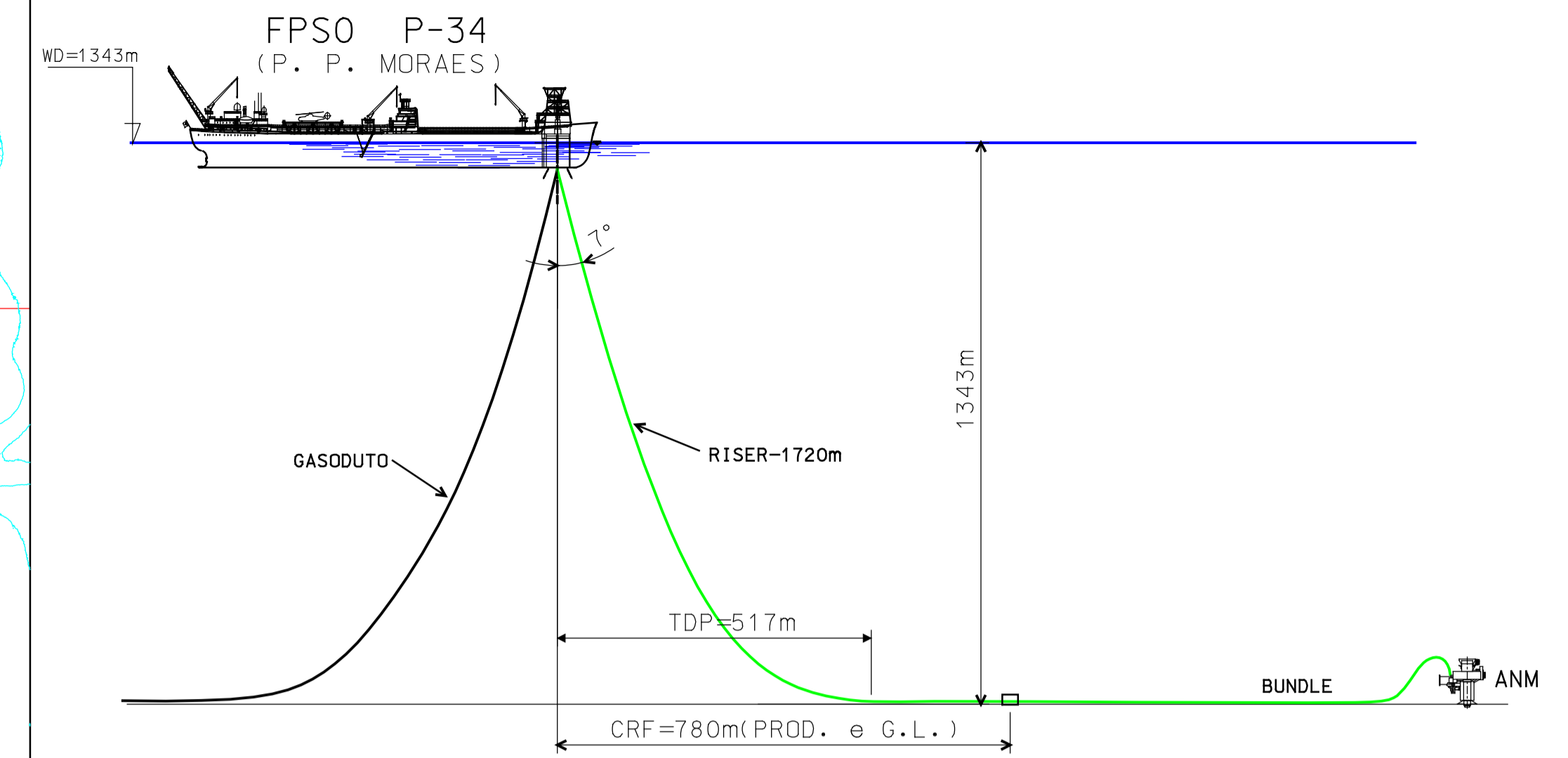
Tabela 2.1-7: Coordenadas das unidades de produção FPSO Seillean e P-34.

Unidade de Produção	Coordenada Norte	Coordenada Leste	Profundidade da Água
P-34	7.648.825	394.454	1343 metros
FPSO Seillean	7.649.753	393.325	1323 metros

Observação: Datum SAD 69.

A Figura 2.1-3 apresenta a localização das unidades em relação ao campo de Jubarte, mostrando ainda os quatro poços e os dutos que irão compor o sistema de produção e escoamento da Fase 1.

DET. TIPICO - INTERLIGACAO POÇO X UEP



EQUIP.	COORDENADAS		LDA (m)	RAIO DE ANCOR. (m)	AZIM. (GRAUS)
	NORTE	LESTE			
P-34	7648825	394454	1343	1700	—

Coordenadas Cabeça dos Poços Fase I (P-34)

	X (UTM)	Y (UTM)	LDA
ESS-110	393583	7649807	1323
JUB-02HP	395248	7651390	1362
JUB-04HP	391818	7648648	1280
JUB-06HP	391712	7648841	1278

Coordenadas dos Objetivos dos Poços da Fase I (P-34)

	INICIO DO OBJETIVO		FINAL DO OBJETIVO		AZIM.
	X (UTM)	Y (UTM)	X(UTM)	Y(UTM)	
ESS-110	392944	7649657	391919	7649438	117
JUB-02HP (PROD05)	394603	7651530	393622	7651730	196
JUB-04HP (PROD11)	392409	7648552	393593	7648359	107
JUB-06HP (PROD18)	391115	7648899	390073	7649000	90

POÇO	COMPOSICAO BUNDLE	TEC(W/m²K)
ESS-110	PROD. 6"-1720mR+630mF	< 8(FLOW)
	AN. 4"-1720mR+690mF	
	CO. UEH(9+3+CE)-2350m	
JUB-04HP (PROD05)	PROD. 6"-1720mR+2930mF	< 8(FLOW)
	AN. 4"-1720mR+3910mF	
	CO. UEH(9+3+CE)-5335m	
JUB-02HP (PROD11)	PROD. 6"-1720mR+2050mF	< 8(FLOW)
	AN. 4"-1720mR+2050mF	
	CO. UEH(9+3+CE)-3760m	
JUB-06HP (PROD18)	CE POT. 3760m	< 8(FLOW)
	PROD. 6"-1720mR+2100mF	
	AN. 4"-1720mR+2100mF	
	CO.+C.POT. UEH(9+3+CE+CE.POT.)-3820m	

NOTAS:
 1-O POÇO JUB-02 IRA PRODUIR UTILIZANDO UMA BCSS ACOPLADA A ANM (USO DE CE POT. SEPARADO) E O POÇO JUB-06 UTILIZARA UMA BCSS DE ALTA POTENCIA NA COLUNA DO POÇO (USO DE ANM E CE POT. JUNTO COM UH DE CONTROLE).
 2- REFERENCIA GEOGRAFICA- DATUM ARATU

LEGENDA:
 — LINHA DE PRODUÇÃO
 — CABO DE POTENCIA
 — UMBILICAL DE CONTROLE
 — LINHA ANULAR

REV.	DESCRICAO	DATA	FOR	APROV.
H	REVISAO GERAL	15/08/03	HELVIO	J.MANUEL
G	ALTERADOS COMPRImentos DE JUB-6 E JUB-2	03/07/03	HELVIO	J.MANUEL
F	REVISAO NOMENCLATURA DOS POÇOS E ALTERACAO NA ZONA DE TENSAO E COMP. DAS LINHAS	18/06/03	HELVIO	J.MANUEL
E	REVISAO NOMENCLATURA DOS POÇOS	12/06/03	HELVIO	J.MANUEL
D	REVISAO GERAL	07/05/03	HELVIO	J.MANUEL
C	ALTERACAO COORD. POÇOS E LOCAÇÃO DA P-34, RENUMERACAO DO DESENHO	12/03/03	HELVIO	J.MANUEL
B	REVISAO GERAL	25/11/02	HELVIO	J.MANUEL
A	REVISAO GERAL	16/10/02	HELVIO	J.MANUEL
O	EMISSAO P/ COMENTARIOS	30/09/02	HELVIO	J.MANUEL

ESTE DOCUMENTO E DE PROPRIEDADE DA PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.-PETROBRAS, E NÃO PODE SER REPRODUZIDO OU USADO PARA QUALQUER FINALIDADE DIFERENTE DAQUELA PARA A QUAL ESTA SENDO FORNECIDO

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

E&P-SSE
 SC-ESUB/ISBM

CLIENTE OU USUÁRIO: **UN-ES**

EMPREENHIMENTO OU PROGRAMA: **DESENVOLVIMENTO DO BLOCO BC-60**

ÁREA OU UNIDADE: **CAMPO DE JUBARTE**

TÍTULO: **ARRANJO SUBMARINO - SISTEMA PILOTO P-34 POÇOS SATELITES NA P-34 EM CATENARIA LIVRE**

PROJ. **HELVIO** DES. **HELVIO** VERIF. **M. MARQUES** APROV. **J.MANUEL**

ESCALA **1/20.000** FÓLHA **01** de **01**

DATA **24/09/02** NÚMERO **DE-3668.00-941-I500-PSE-001** REV. **H**

F) INFORMAR QUAL A CONTRIBUIÇÃO DA ATIVIDADE OBJETO DO EIA PARA O SETOR INDUSTRIAL PETROLÍFERO, EM TERMOS PERCENTUAIS DE PRODUÇÃO

Utilizando-se dados do mês de Novembro de 2003 (Fonte: Petrobras), as Unidades de Negócios de Exploração e Produção do Espírito Santo, da Bahia, de Sergipe/Alagoas, do Solimões e do Rio Grande do Norte/Ceará produziram respectivamente 2,9%, 3,3%, 3,4%, 3,8% e 6,2% da produção nacional. A Bacia de Campos produziu neste mesmo mês 80,4 % da produção nacional.

Considerando a produção nacional em cerca de 1.500.000 barris/dia em Novembro de 2003, e mantendo-se este volume fixo para efeito comparativo, a produção da unidade FPSO P-34 durante a Fase 1, cuja previsão de produção em sua fase de pico é da ordem de 54.500 barris/dia de petróleo, estará representando 3,6 % de todo o petróleo produzido no Brasil.

A Figura 2.1-4 apresenta na forma de histograma os percentuais atuais para as principais Unidades de Negócios de E & P produtoras de hidrocarbonetos no Brasil, e, de forma comparativa, os valores a serem produzidos na Fase 1 do campo de Jubarte.

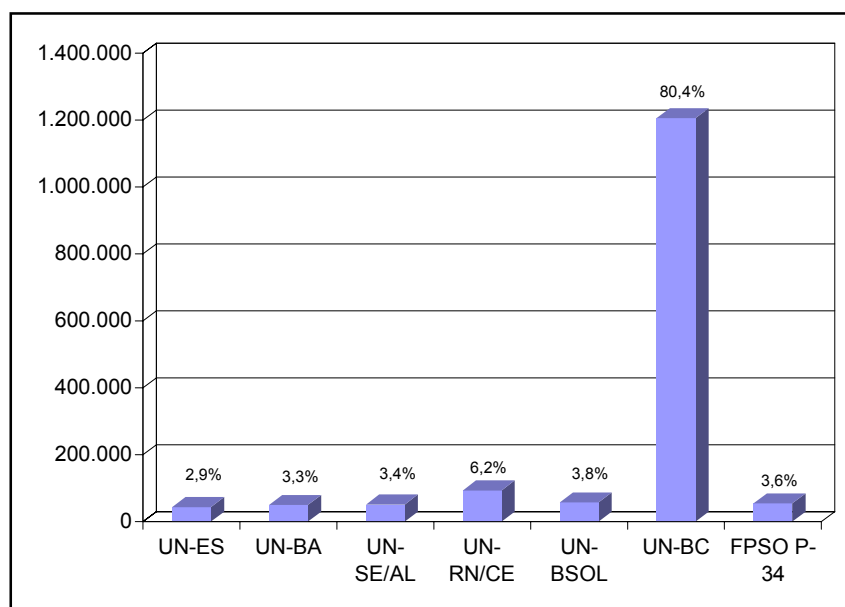


Figura 2.1-4: Produção do campo de Jubarte e das demais áreas produtoras no Brasil.

2.2 HISTÓRICO DO EMPREENDIMENTO

A) APRESENTAR UM HISTÓRICO DE TODAS AS ATIVIDADES PETROLÍFERAS REALIZADAS ANTERIORMENTE NO CAMPO

O Campo de Jubarte foi descoberto em janeiro de 2001, através do poço pioneiro 1-ESS-100, no antigo bloco exploratório BC-60, onde foi identificado um intervalo portador de óleo de 17° API nos arenitos (Turbiditos Canalizados) da Formação Carapebus, de idade neo-maastrichtiana.

Ao longo do ano de 2002 foi realizado o Plano de Avaliação desta área, que constou da perfuração de 4 poços exploratórios, além da perfuração de um poço horizontal para realização de um Teste de

Longa Duração (TLD) com extensão horizontal de 1.076 metros nos reservatórios superiores da acumulação.

Os excelentes resultados alcançados no Plano de Avaliação da área proporcionaram à Petrobras efetivar a Declaração de Comercialidade juntamente com a solicitação à Agência Nacional do Petróleo (ANP) da transformação do Teste de Longa Duração em Piloto de Produção, visando a obtenção de dados do reservatório.

A fase Piloto de Produção vem contribuindo para a redução das incertezas relacionadas às premissas utilizadas na simulação de fluxo (drenagem através de poços horizontais no topo dos reservatórios, atuação do aquífero, compartilhamento do reservatório e eficiência do mecanismo de elevação, dentre outras), constituindo em fator determinante para subsidiar o desenvolvimento da Fase 1.

B) APRESENTAR UM RELATO SUMÁRIO DO PROJETO COMO UM TODO, DESDE A SUA CONCEPÇÃO INICIAL, ABORDANDO TODO O PROGRAMA DE PRODUÇÃO, DESTACANDO-SE OS CUIDADOS AMBIENTAIS QUE FORAM TOMADOS NA FASE DE PLANEJAMENTO, INCLUINDO: ESCOLHA DA UNIDADE DE PRODUÇÃO ADEQUADA, ESCOLHA DA LOCAÇÃO DA UNIDADE, ADEQUAÇÃO DO SISTEMA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO, ENTRE OUTROS

A fase relativa à pesquisa de hidrocarbonetos no Bloco Exploratório BC-60 correspondeu à perfuração de poços através de plataformas de perfuração. As perfurações já realizadas neste Bloco foram autorizadas pela Licença para Perfuração IBAMA nº 07/98, concedida à UN-BC, tendo sido os relatórios enviados ao IBAMA.

Durante a fase de perfuração, um aspecto de controle ambiental adotado referiu-se a utilização de fluido de perfuração à base de água, com menor potencial de impacto para o ecossistema marinho. Também os resíduos gerados nestas perfurações foram contemplados no Programa de Gerenciamento de Resíduos da Petrobras para a Bacia de Campos.

Desde a descoberta do poço ESS-100, em janeiro de 2001, a Petrobras emvidou esforços no sentido de viabilizar, tanto tecnológica quanto economicamente, a produção desta área para teste, sobretudo para testar alternativas de produção de petróleo viscoso em águas profundas.

A escolha da unidade de produção FPSO Seillean para realizar o Teste de Longa Duração (TLD) vem garantindo a utilização das melhores práticas em termos de cuidados ambientais e de segurança, dada à vasta experiência desta unidade neste tipo de operação e sua certificação nos requisitos das normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde.

Esta unidade, na década passada, atuou em projetos de produção antecipada em duas locações no campo de Roncador, na Bacia de Campos, sem nunca ter apresentado resultados negativos no que tange aos aspectos ambientais, por um período superior a 3 anos de operação.

Com relação à escolha da locação para posicionamento da unidade, a opção em se produzir apenas um poço, realizado horizontalmente no reservatório, não demandou para o Teste (TLD) a necessidade de lançamento de linhas de produção naquela área, uma vez que a linha única de

produção consiste em uma tubulação vertical entre a Árvore de Natal Molhada (ANM), localizada na cabeça do poço, e o navio de produção.

Por outro lado, a utilização de poço horizontal vem permitindo uma análise mais detalhada do comportamento e das características técnicas de diversas partes do reservatório através de um único poço produtor, permitindo que, ao longo do período previsto para duração do TLD, fosse avaliada a viabilidade técnico-econômica da implantação de um sistema de produção definitivo nesta área.

Atualmente a concepção do Projeto de Produção e Desenvolvimento do Campo de Jubarte envolve a Fase 1, a ser implantada em agosto de 2005 e desenvolvida até o início de 2010, quando se prevê o início da Fase 2 de desenvolvimento deste campo. O presente Estudo de Impacto Ambiental (EIA) vem subsidiar a análise para implantação da Fase 1 do campo de Jubarte.

A Fase 1, da mesma forma que a Fase Piloto, subsidiará, de forma otimizada, a implantação da Fase 2 de desenvolvimento do campo, onde o nível de investimento será mais elevado, e desta forma minimizará os riscos do empreendimento. A concepção atual do projeto de desenvolvimento completo para este campo considera estas três fases, que se encontram sumarizadas na Figura 2.2-1. A Tabela 2.2-1 apresenta os principais aspectos da Fase 1.

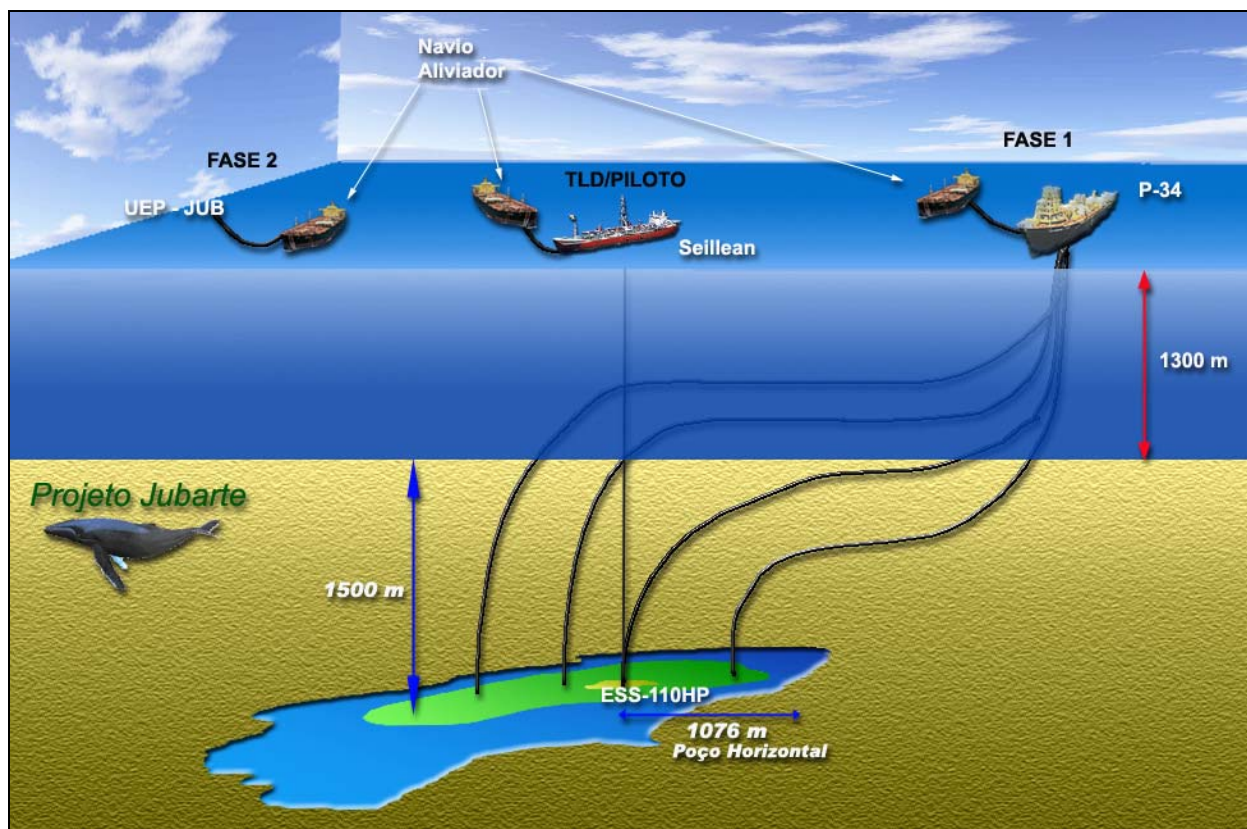


Figura 2.2-1 : Concepção Esquemática Prevista para o Desenvolvimento do Campo.

Tabela 2.2-1: Características da Fase 1 do Desenvolvimento do Campo de Jubarte

FASES DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE	FASE 1
Nº de poços produtores horizontais	4
Nº de poços injetores horizontais	-
Esquema de completção	<i>Gravel Pack</i>
Comprimento médio do trecho horizontal em metros	1.000
Mecanismo de elevação	<i>Gas Lift/BCSS *BMS (Bomba Framo)</i>
Q óleo - Máx. em bbl/d	55.000
Q gás - Máx. em m³/d	430.000
Método de exportação do óleo	<i>Offloading</i>
Destino do gás excedente	Queima

A Fase 1 visa aprofundar o conhecimento sobre a necessidade ou não de um sistema de injeção de água nas áreas dos poços ESS-100 e ESS-109. Também é objetivo desta fase, obter informações sobre o desempenho dos sistemas de elevação mais adequados para utilização no desenvolvimento do projeto em sua Fase 2. Para tanto serão testados o bombeio centrífugo submerso submarino e *gas lift*.

As simulações atualmente desenvolvidas pela Petrobras permitem estimar que este campo poderá atingir um máximo de produção de óleo na Fase 2 de 40 mil m³/dia (250 mil bbl/dia). A desativação das instalações no Campo de Jubarte está prevista para o ano de 2030.

Atualmente, cerca de 30% do gás associado produzido na Fase Piloto é aproveitado na operação do FPSO *Seillean* e nas facilidades de produção. Tanto na Fase Piloto quanto na Fase 1, a exportação de gás mostra-se economicamente inviável. Para a Fase 2, os estudos desenvolvidos até o momento apontam para uma transferência do gás para a costa através de um gasoduto de diâmetro 8", que poderá ser alterado em função das informações colhidas na Fase 1 e de sinergias com outras concessões vizinhas (Cachalote, Área do ESS-119, Área do ESS-122, Área do ESS-121 e Área do ESS-125).

A unidade de produção, FPSO-P34, que será utilizada nesta fase de desenvolvimento do campo foi escolhida em função de sua compatibilidade com as características físicas da área (profundidade d'água) e por atender aos objetivos pleiteados pela empresa para esta fase (número de poços, capacidade de armazenamento e processamento).

Com relação à adequação da unidade P-34 ao campo de Jubarte, cabe destacar que após o incidente ocorrido com a mesma no campo de Barracuda-Caratinga, em outubro de 2002, foi gerado pela Comissão de Sindicância que investigou o incidente, um relatório tecendo recomendações para melhorar os sistemas de segurança e controle da plataforma, os quais também estarão sendo incluídos na adequação da unidade.

Assim, de forma a garantir a integridade da P-34 em sua nova locação será realizada uma avaliação estrutural da embarcação quanto as cargas impostas pelos sistemas de ancoragem e risers. Com o mesmo objetivo, as estruturas da embarcação (casco, turrete, tanques de lastro, tanques de carga) deverão ser inspecionados e, se necessários adaptados a situação futura do campo de Jubarte.

A unidade encontrava-se certificada pela LLOYDS até agosto de 2003, e para o reinício de suas atividades será necessária a re-certificação da unidade e de seu projeto básico.

A definição do arranjo submarino envolvendo a locação da unidade, das linhas de produção e umbilicais, foi subsidiada por análises geológicas, geotécnicas e estruturais de forma a garantir a integridade do sistema, assim como, minimizar os impactos ambientais e a exposição ao risco.

2.3 JUSTIFICATIVAS PARA O EMPREENDIMENTO

A) JUSTIFICATIVAS TÉCNICAS

A exploração comercial de hidrocarbonetos em acumulações portadoras de óleos pesados e viscosos no mar, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas, representam um grande desafio tecnológico e econômico não somente para a Petrobras, mas também para as maiores companhias de petróleo em todo o mundo.

Desta forma, o poço de Jubarte ESS-110 HPA, para ser corretamente avaliado, foi revestido e completado com mecanismo de contenção de produção de areia. O teste de formação não foi realizado da maneira convencional, devido ao risco de congelamento do óleo na coluna de produção. Foi necessário equipar o poço com um sistema de bombeamento para garantir a produção do óleo durante o teste, permitindo assim, a obtenção dos parâmetros da formação e caracterização do óleo.

Uma vez caracterizados o óleo e as rochas do reservatório, e delimitada a acumulação, foram resolvidas as grandes incertezas associadas ao processo de produção, tais como a elevação artificial em vazões comerciais, a garantia do escoamento em baixas temperaturas, a necessidade de isolamento térmico para escoamento, a separação e tratamento do óleo, a estocagem, o transporte, o refino e a comercialização.

Essas incertezas, anteriormente ao Teste de Longa Duração, eram de tal ordem que provocavam uma grande dispersão nos indicadores econômicos do projeto de desenvolvimento. Durante o Teste, no qual o poço foi equipado com um sistema de elevação eficiente e se encontra produzindo por um período razoável, as principais incertezas foram equacionadas, permitindo o melhor conhecimento dos diversos aspectos técnicos envolvidos e a obtenção de dados confiáveis que subsidiaram o projeto de produção da Fase 1.

Neste sentido, a principal justificativa técnica para implantação do projeto de desenvolvimento é representada pelas informações que permitiram a calibração e otimização do projeto técnico de desenvolvimento definitivo do campo de Jubarte. A partir do conhecimento técnico obteve-se uma redução dos riscos inerentes ao processo, optando-se ainda por uma alternativa que apresente os melhores resultados técnico e econômico.

Toda a tecnologia e experiência adquiridas no TLD/Piloto em curso serão utilizadas para a implantação do projeto de produção das Fases 1 e 2 em Jubarte, bem como na avaliação e desenvolvimento de outras grandes reservas potenciais de óleo pesado e viscoso nas Bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo.

Ainda como justificativa técnica, deve-se ressaltar a reconhecida capacidade e posição de destaque que a Petrobras detém hoje para exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas *offshore*, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas, dentro de margens confiáveis sob os aspectos de segurança operacional deste tipo de atividade.

A capacitação e liderança neste segmento da indústria petrolífera foram obtidas às custas de intensa pesquisa tecnológica ao longo dos anos, culminando com o desenvolvimento de uma tecnologia nacional voltada a este tipo de atividade. Neste sentido, a capacitação da empresa representa também uma forte justificativa técnica para implantação deste projeto envolvendo a produção de óleo pesado e viscoso em águas profundas, ressaltando que a empresa já vem explorando hidrocarbonetos em campos situados em áreas com profundidade d'água mais profunda do que as existentes no campo de Jubarte.

B) JUSTIFICATIVAS ECONÔMICAS

Inicialmente, deve ser considerado que a implantação de qualquer sistema de produção de hidrocarbonetos, envolvendo ou não a construção e montagem de novas unidades de produção e do sistema de escoamento, aos quais sempre se associa uma ordem significativa de recursos financeiros, já representam um forte estímulo para o fortalecimento da indústria petrolífera e naval.

Durante a fase de operação, a manutenção dos equipamentos que compõem uma unidade produtora de hidrocarbonetos deste porte, representa, juntamente com outras unidades semelhantes em operação ou em montagem, o contínuo fortalecimento desta indústria.

Adicionalmente, a contratação de serviços e mão-de-obra, na fase de operação de uma unidade de produção, também envolve recursos significativos, capazes de promover a dinamização da renda nas localidades onde se inserem estes tipos de empreendimento. Comprovando este fato, pode-se citar o desempenho industrial do estado do Rio de Janeiro nos anos de 1998 e 1999, superior à média do país, e que novamente se repetiu nos anos de 2000 e 2001, em grande parte proporcionada pela sua forte indústria petrolífera.

Particularmente em relação a esta unidade, que se encontra localizada na porção norte da Bacia de Campos, porém já em águas pertencentes ao estado do Espírito Santo, marca-se o início da produção de hidrocarbonetos em águas profundas pertencentes ao território deste Estado, caracterizando-se este empreendimento como pioneiro na produção em águas profundas no Estado do Espírito Santo, através do primeiro poço produtor de óleo. A unidade de produção mais próxima se localiza no campo de Roncador, a 75 km ao sul desta área.

Este fato, associado às perspectivas de outras descobertas na Bacia do Espírito Santo, é bastante significativo do ponto de vista econômico, sendo capaz de incrementar a economia no estado, a exemplo das atividades de *supply* para os empreendimentos *off-shore*, além da construção de uma fábrica de dutos flexíveis para a indústria petrolífera na cidade de Vila Velha, atualmente em fase de licenciamento junto ao órgão ambiental do Estado.

No entanto, deve-se enfatizar como principal justificativa econômica para a implantação deste empreendimento, a expectativa favorável de sucesso na exploração de óleo pesado e viscoso, cuja experiência deverá ser expandida para outras áreas semelhantes, contribuindo para o aumento da produção nacional de hidrocarbonetos, com conseqüências imediatas se refletindo na redução do

volume importado com vistas a suprir a demanda interna do Brasil. Conseqüentemente, esta redução no volume importado representa economia de divisas para o país, em época de esforços para melhoria da balança comercial da nação.

Deve ser ainda destacado que o aumento da produção de hidrocarbonetos será acompanhado do aumento de impostos (ICMS e Imposto de Renda) e royalties a serem arrecadados por municípios, estado e governo federal, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

C) JUSTIFICATIVAS SOCIAIS

O aumento da produção nacional de petróleo, além de manter o nível de emprego no segmento da indústria de petróleo no país, notadamente numa época em que o índice de desemprego na atividade industrial se encontra em níveis descendentes neste início de década, acarretará a geração de novos postos de trabalho, tanto a nível direto como indireto, sendo esta, sem dúvida, uma grande contribuição social do empreendimento.

Este incremento na produção de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento à demanda interna de derivados, cujos reflexos sociais são bastante significativos.

Outro aspecto a ser considerado refere-se ao pagamento de royalties a estados e municípios, cuja aplicação, prevista em lei federal, deverá ser voltada para as áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação (Lei nº 7525/86), revertendo-se em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

Caso se confirmem as expectativas de sucesso exploratório na região sul do estado do Espírito Santo, poderá ocorrer num futuro próximo, o desenvolvimento de um pólo de produção de petróleo nesta região do estado, propiciando à região um adicional em termos de desenvolvimento sócio-econômico sobre as atividades já implantadas na região, notadamente o turismo e as indústrias de pequeno porte.

Ainda com relação aos royalties a serem pagos, deve-se ressaltar a recente legislação que destina, até o ano de 2004, uma parte significativa dos recursos diretamente para o Ministério da Ciência e Tecnologia (Lei Federal nº 9478 de 06/08/1997) repassar às universidades do país, visando o desenvolvimento de pesquisas diversas na área de petróleo, sendo a liberação dos recursos sujeita a aprovação da FINEP.

D) JUSTIFICATIVAS LOCACIONAIS

As pesquisas geológicas e testes exploratórios desenvolvidos na porção norte do Bloco BC-60 ao longo dos últimos anos, associados ao conhecimento então existente das características geológicas do reservatório, onde se encontram as acumulações de hidrocarbonetos do campo de Jubarte, indicam a locação proposta para a unidade P-34 como o local mais adequado para sua operação.

Contribuiu ainda o fato que outras partes da área de ocorrência de estruturas acumuladoras de hidrocarbonetos ainda não se encontram na fase de conhecimento suficiente e confiável, quanto às

espessuras dessas estruturas, às heterogeneidades internas e a conexão com as diversas estruturas já mapeadas.

A escolha da unidade FPSO P-34 para operar no campo de Jubarte, após as necessárias adaptações, se deu com base no fato desta embarcação apresentar características adequadas para operar em profundidade d'água, compatível com o campo, colocando-se assim em perfeitas condições para as características dessa operação.

Por outro lado deve-se destacar a inexistência de qualquer sistema de escoamento já implantado nesta parte da bacia, de forma que o sistema de escoamento da unidade pudesse ser interligado. Desta forma a seleção da P-34 para este projeto ficou mais interessante por já possuir um sistema de transferência para um navio aliviador, que periodicamente se dirigirá à área, para escoar o óleo até as refinarias selecionadas para o refino, ou mesmo para exportá-lo para outros países.

E) JUSTIFICATIVAS AMBIENTAIS

A implantação da Fase 1 do sistema de produção definitivo na parte norte do Bloco BC-60, onde se encontra o campo de Jubarte, não apresenta riscos ambientais diferentes ou maiores do que aqueles inerentes a produção de óleo em áreas *offshore*, ressaltando-se que a tecnologia padrão a ser utilizada neste teste é totalmente conhecida e de domínio da Petrobras, tendo sido utilizada em outras concessões da empresa.

Da mesma forma, a unidade de produção escolhida para a Fase 1 consiste em uma unidade já conhecida da empresa, tendo operado em vários campos no Brasil, sendo o último local de operação representado pelos campos de Barracuda e Caratinga, também na Bacia de Campos. Destaca-se ainda a experiência desta unidade neste tipo de operação e sua certificação nos requisitos das normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde.

Durante a Fase 1 de Jubarte, embora esteja se prevendo a separação de água produzida, a sua geração ocorrerá em volumes muito pequenos, uma vez que se trata de um campo com poços que ainda não produziram em escala comercial. Este fato contribui significativamente para reduzir o lançamento de efluentes líquidos no mar, a partir da unidade de produção.

Adicionalmente, pode-se ainda destacar que durante toda a operação da Fase 1 no campo de Jubarte a unidade contará com o Plano de Emergência Individual, programas de monitoramento e acompanhamento, além das práticas de gerenciamento de resíduos contidas no Plano Diretor de Resíduos da UN-ES.

2.4 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

A) **DESCRIÇÃO GERAL DO PROCESSO DE PRODUÇÃO, CARACTERIZANDO TODAS AS SUAS ETAPAS, INCLUINDO AS ETAPAS DE ESTOCAGEM E TRANSFERÊNCIA DE ÓLEO E/OU GÁS**

Apresenta-se neste item a caracterização das etapas de produção, de estocagem e de transferência do óleo a ser produzido durante a Fase 1 no campo de Jubarte. A etapa de produção inicial da Fase 1 será desenvolvida pela unidade FPSO Seillean, que atualmente já se encontra no campo de Jubarte, realizando a Fase Piloto do projeto. Esta parte inicial da Fase 1, a ser desenvolvida pelo FPSO Seillean e que deverá se estender até fevereiro de 2006, representa uma continuidade do Teste de Longa Duração e da Fase Piloto, encontrando-se descrita no **Anexo I** deste relatório.

Apresenta-se a seguir a caracterização das etapas de produção da unidade P-34, considerando-se as diferentes etapas, as quais foram denominadas de sistemas.

A.1) **SISTEMA DE PRODUÇÃO**

Visando a exploração comercial das reservas de hidrocarbonetos no campo de Jubarte, a Fase 1 do sistema de produção definitivo prevê a manutenção da unidade FPSO Seillean posicionada no local onde se encontra atualmente até fevereiro de 2006, quando ocorrerá a desconexão do poço produtor ESS-110 HPA desta unidade e imediata interligação à unidade P-34. Nesta data, os outros três poços produtores já estarão interligados à P-34. A partir de então, a Fase 1 de produção do campo de Jubarte se desenvolverá apenas com a unidade de produção P-34, à qual estarão conectados os quatro poços produtores.

O sistema de produção, representado pela P-34, consiste em uma unidade do tipo FPSO, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado. O sistema de ancoragem é do tipo *single point mooring* aonde as linhas de ancoragem convergem pra um *turret* localizado na proa da embarcação. A unidade de produção estará adaptada para a interligação de quatro poços produtores. O processo de produção da Fase 1 não prevê a interligação de nenhum poço injetor na unidade.

Esta unidade de produção que irá atuar no campo de Jubarte possui capacidade de processamento de líquidos até 60.000 bbl/dia com separação de água e compressão de gás de 600 Mm³/d, na pressão de 150 kgf/cm². A profundidade de água no local previsto para instalação desta unidade é de 1.369 metros.

A produção prevista durante a Fase 1, em sua parte inicial, quando apenas a unidade FPSO Seillean estará produzindo, será de aproximadamente 16.000 barris de óleo/dia, situação que deverá ser alterada a partir de agosto de 2005, quando do início da produção da unidade P-34, passando a produzir aproximadamente 60.000 barris de líquido/dia. Nesta situação apenas a unidade P-34 estará produzindo, uma vez que o FPSO Seillean já terá deixado o campo de Jubarte.

O arranjo submarino previsto para a Fase 1 inclui 4 poços produtores perfurados em profundidade de água entre 1.260 e 1.340 metros, todos com afastamento mínimo entre a UEP (Unidade Estacionária de Produção) e as cabeças dos poços de 2 km. A interligação individual dos poços a UEP se dará através de linhas flexíveis assentadas no assoalho oceânico.

A planta de processo da unidade P-34 se encontrará adaptada para a produção do óleo do campo de Jubarte, principalmente no que se refere ao sistema de elevação do óleo, onde será utilizado *gas lift* para os quatro poços produtores. Dois dos poços produtores serão adaptados para produção com BCSS (Bomba Centrífuga Submersa Submarina), um deles instalado na ANM (JUB-02HP) e o outro instalado diretamente no poço (JUB-06HP). Com a opção de uso de duas BCSS, está previsto um sistema extra de geração de energia e adaptação do *turret* para passagem de cabo elétrico de potência. Para atender ao método *gas lift* o sistema de compressão será adaptado para uma pressão de descarga de 150 kgf/cm².

Em um dos poços produtores será utilizado um *Riser* Híbrido Auto-Sustentável (RHAS), *riser*. A Figura 2.4-1 apresenta o esquema deste tipo de *riser*, que consiste basicamente de um duto rígido vertical suspenso por flutuadores, cujo topo fica posicionado a cerca de 100 metros abaixo do nível do mar e distante aproximadamente 200 metros da unidade flutuante de produção. No seu topo é conectado um trecho de duto flexível, já amplamente utilizado pela Petrobras, unindo o *riser* à unidade flutuante de produção.

Este conceito tem como objetivo viabilizar projetos específicos na Petrobras por ter como característica minimizar os esforços impostos aos *risers* pelos movimentos da unidade flutuante de produção. O lançamento do RHAS é feito por sonda convencional, em operação semelhante às que já são amplamente utilizadas para completação de poços submarinos.

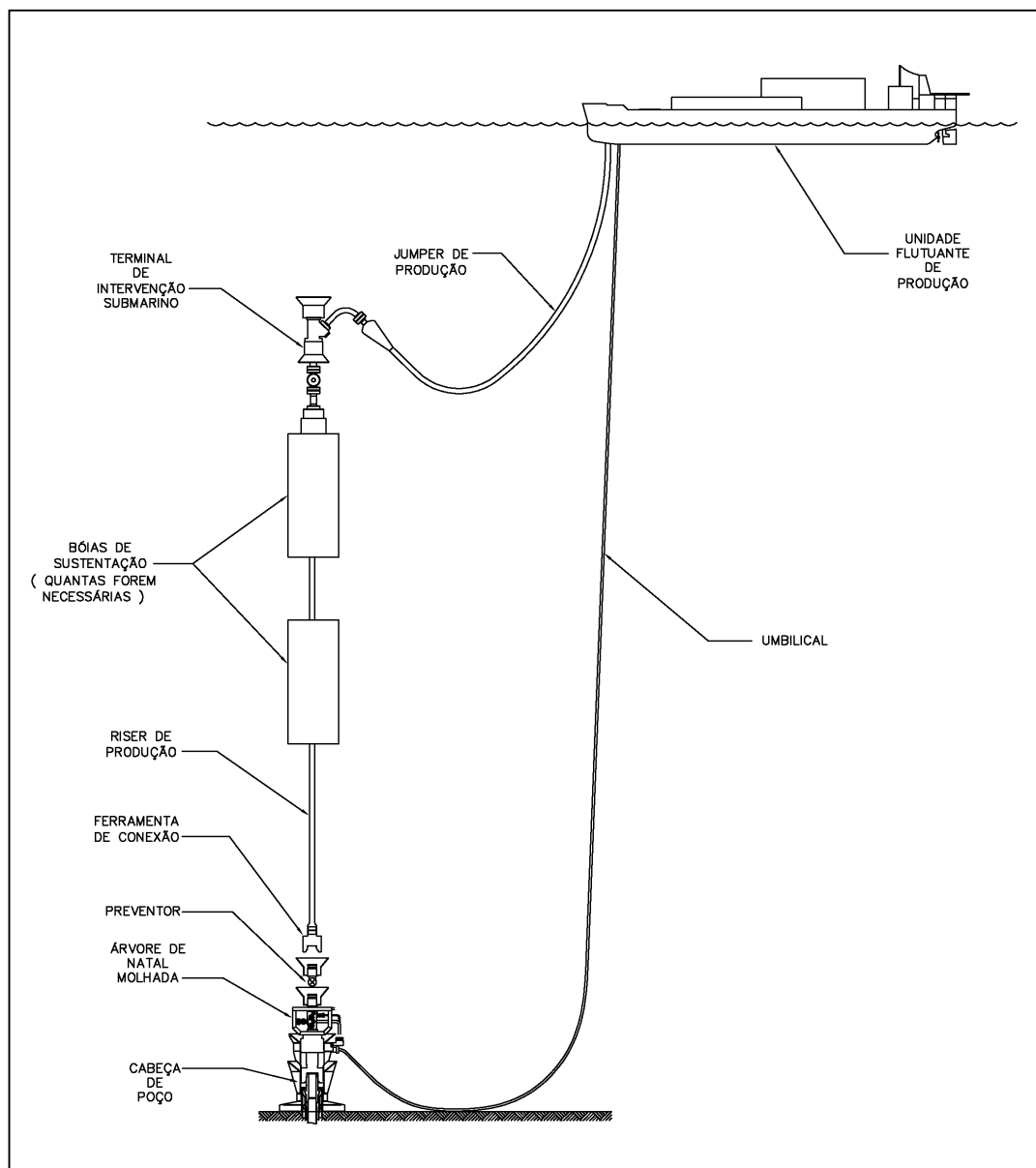


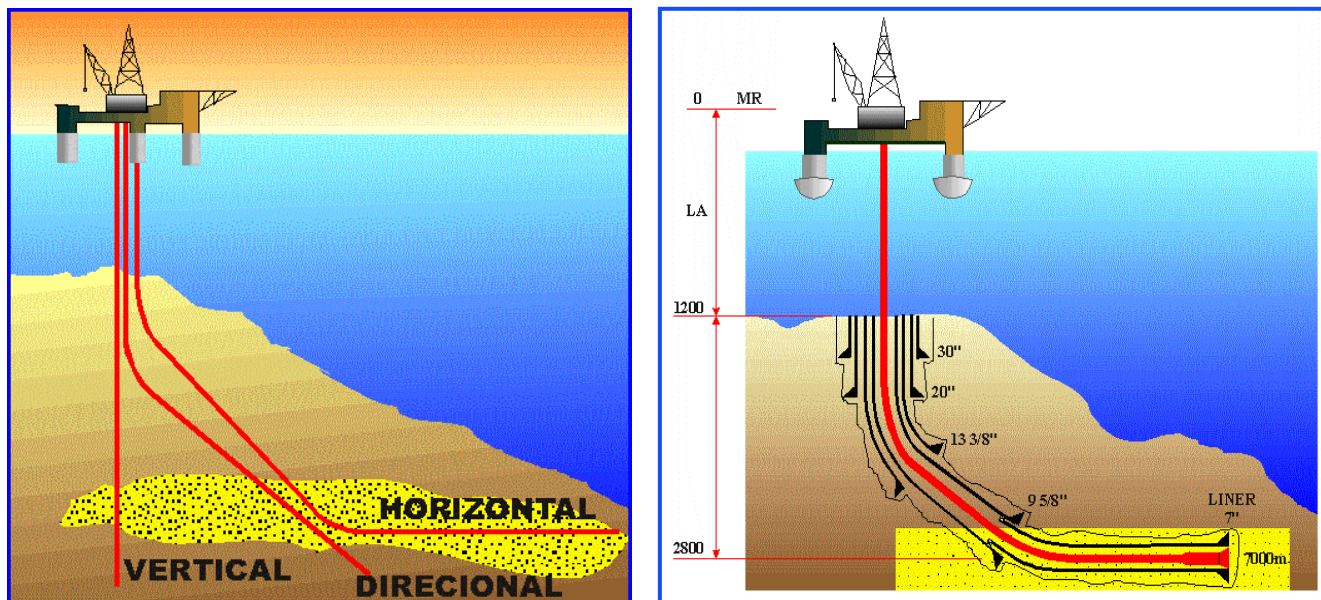
Figura 2.4-1: Esquema de funcionamento de um *Riser* Híbrido Auto-Sustentável (RHAS).

Os estudos realizados indicaram um baixo potencial de deposição de parafinas ao longo do sistema de produção, o que garante, sem problemas, a elevação e o escoamento do óleo produzido. Estes estudos mostraram também a necessidade de isolamento térmico nas *flowlines* e *risers* em toda sua extensão, com TEC (Thermal Exchange Coefficient) de 8 W/m.K.

O sistema de elevação artificial escolhido foi o *gas lift* nos quatro poços, sendo que dois deles serão também equipados com BMS (Bomba FRAMO). A vazão de *gas lift* por poço será de 150.000 m³/dia, e uma pressão de injeção projetada de 150 kgf/cm². Serão utilizadas *flowline* e *riser* de 6” para os poços produtores e linhas de serviço de 4”.

Todos os poços produtores que serão interligados à P-34 têm características de poço horizontal, que representa uma excelente opção, onde a finalidade principal de otimização da produtividade de um poço de petróleo, se dá através da perfuração horizontal. O ganho com a utilização desse tipo de

projeto pode ser visualizado nas Figuras 2.4-2 e 2.4-3, onde a exposição da zona produtora é maximizada, devido ao aumento do comprimento efetivo do poço dentro do objetivo. Todos os quatro poços produtores do campo de Jubarte, em sua Fase 1, são horizontais.



Figuras 2.4-2 e 2.4-3: Tipos de poços e configuração típica de poço horizontal.

O poço horizontal é uma variação dentro da categoria de poços direcionais, onde são utilizadas as técnicas de desvio e perfuração direcional através de diversos equipamentos de orientação e controle de direção da trajetória.

Descreve-se a seguir o processamento dos fluidos (óleo, gás e água) na planta de processo da unidade P-34.

PROCESSAMENTO DE ÓLEO, GÁS E ÁGUA NA PLANTA DA P-34

Quanto ao processamento de fluidos, o FPSO P-34, após as adaptações e reformas na planta de processo, terá capacidade de processar até 60.000 barris de líquido por dia. O dimensionamento da planta considerou os seguintes parâmetros de projeto:

- Poço representativo: ESS-110HPA
- Número de poços produtores: 4
- Temperatura de chegada dos poços: Mínima = 36 °C e máxima = 56 °C
- Produção total de líquido: 60.000 bbl/d (9540 m³/d) com BSW% máximo de 50%
- Vazão máxima de água produzida: 30.000 bbl/d (4769 m³/d)

O processamento do líquido será realizado através de 2 trens de separação, sendo um trem de produção com capacidade para 40.000 bbl/d e um trem de teste com capacidade para 20.000 bbl/d. O trem de produção será composto por uma bateria de aquecimento, formada por um novo pré-aquecedor água-óleo, que aproveitará o calor da água produzida, um novo pré-aquecedor óleo-óleo, que aproveitará o calor do óleo que vai para os tanques de carga, um novo aquecedor com água quente e um novo vaso separador trifásico horizontal.

O trem de teste será dimensionado para processar a vazão do poço com maior capacidade de produção (20.000 bbl/d) e deverá operar continuamente, sempre testando um dos poços e, portanto, também tendo um papel de produção. O trem de teste será composto por um novo aquecedor com água quente e um vaso separador existente modificado para separação trifásica. Em ambos os trens, a bateria de aquecedores deverá elevar a temperatura de 36°C (mínima de chegada) para 90°C e operar à uma pressão de 7,5 Kgf/cm².

Ambos os separadores deverão ser equipados com dispositivos ciclônicos na entrada dos vasos para minimizar a formação de espuma, com internos para a separação trifásica e deverão receber isolamento térmico para conservação de calor. No trem de teste será instalado um coalescedor eletrostático on-line, a montante do separador, visando testar esta nova tecnologia, cujo objetivo é a aumentar a eficiência da separação trifásica.

Dos separadores, as correntes de óleo serão reunidas e enviadas para um aquecedor onde será aquecida com água quente até 140°C e daí enviada para um tratador eletrostático com capacidade para 60.000 bbl/d que irá operar com 3,5 kgf/cm²g de pressão. O óleo proveniente do tratador eletrostático será enviado para o Pré-aquecedor óleo-óleo onde será resfriado pela carga que chega no FPSO, passando em seguida por um resfriador com água do mar onde atingirá 50°C, para atender aos requisitos de armazenamento nos tanques de carga.

Dentro do projeto básico está se avaliando a possibilidade do óleo escoar da saída do tratador até os tanques sem a necessidade de bombeamento.

O sistema de tratamento de gás consiste em uma unidade de desidratação, que foi dimensionada para uma vazão de 600.000 Nm³/dia de gás e pressão de 115 kgf/cm². Para adequar o sistema para uma pressão desejável de 150 kgf/cm², prevê-se a substituição da unidade de desidratação existente na P-34.

Uma parte do fluxo de gás oriundo do depurador será encaminhada ao sistema de compressão existente para compressão do gás *lift*. O turbo compressor existente tem capacidade para 600.000 m³/dia, referidos no primeiro estágio de compressão. Para atender à injeção de gás *lift* no campo de Jubarte, este compressor será reformado e ampliado a fim de atingir a pressão de descarga de 150 kgf/cm², necessária ao gás *lift*.

O restante do gás oriundo do depurador será destinado ao sistema de gás combustível e o excedente, enviado para o sistema de tocha. Devido ao limite de vazão da válvula existente a jusante do depurador, deverá ser instalada, adicionalmente, a montante do mesmo, uma nova válvula de envio de gás para tocha. O gás efluente do tratador eletrostático será enviado diretamente para o sistema de tocha.

Quanto à movimentação de gás na unidade o sistema prevê que o gás oriundo do 1º estágio de separação e do sistema de recuperação de vapor será utilizado principalmente como gás combustível e *gas lift*, sendo o excedente encaminhado para queima no *flare*. O gás oriundo do último estágio de compressão, a uma pressão de 150 kgf/cm², será encaminhado para a unidade de desidratação de gás, que utiliza o processo de absorção por trietilenoglicol (TEG), de modo a especificar o ponto de orvalho do gás antes da injeção.

No sistema de gás combustível, uma fração do fluxo total do gás efluente do depurador (*safety gas ko drum*) é submetido a um condicionamento visando especificá-lo quanto ao ponto de orvalho de

hidrocarbonetos. Para tanto, o gás deverá passar por um outro depurador (*fuel gas ko drum*) com capacidade de 1.000.000 Nm³/dia de gás (@ 20°C e 1 atm) que será reaproveitado da plataforma.

O sistema de tocha é constituído por um vaso de alta com capacidade de 1.000.000 m³/d, um vaso de baixa com capacidade de 140.000 m³/d e um queimador do tipo *multiflare*. Todo o sistema existente na P-34 será reaproveitado.

A Figura 2.4-4 apresenta um fluxograma simplificado do sistema de processamento de hidrocarbonetos a bordo da unidade FPSO P-34.

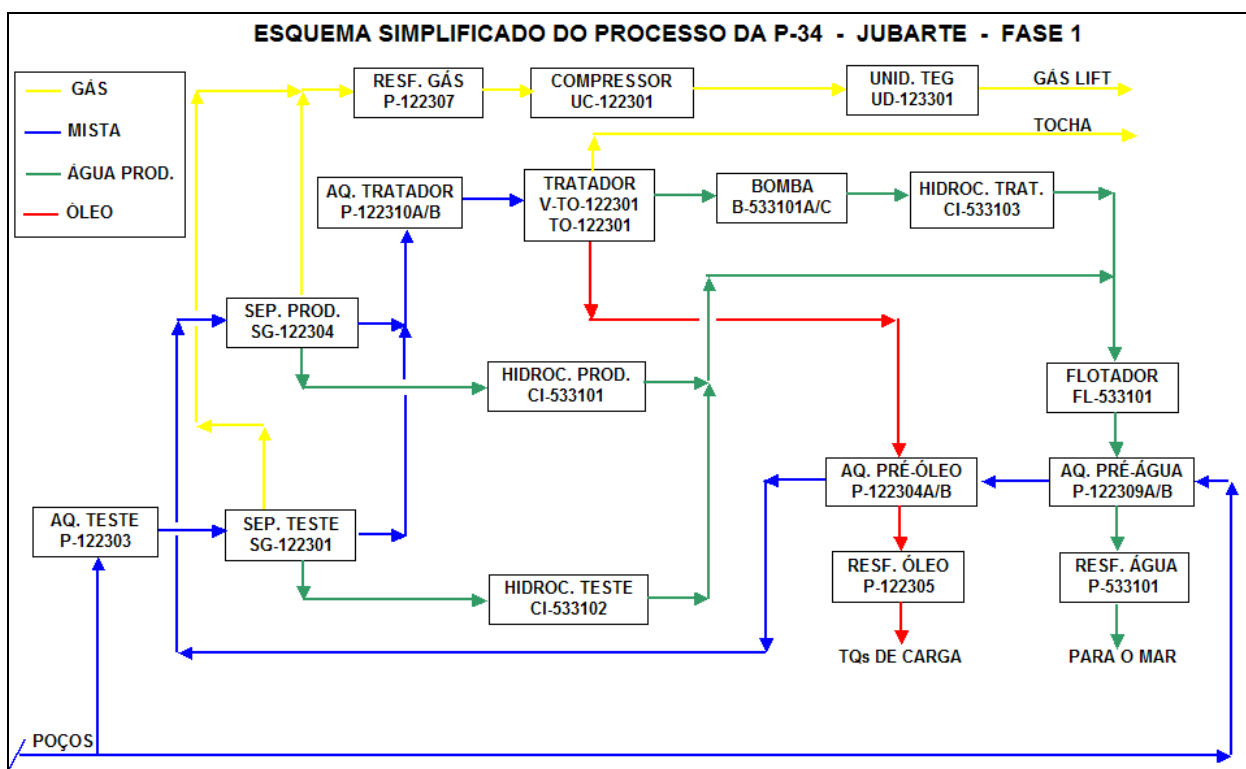


Figura 2.4-4: Fluxograma do processo da P-34.

Encontram-se ainda previstas facilidades para injeção de produtos químicos (antiespumante, inibidor de hidrato, desemulsificante, polímeros, etc) nos poços e na planta de processo, utilizando-se tanques de armazenamentos de 4 m³ e três bombas de injeção (192 l/d por bomba); tanque de 4,5 m³ e três bombas (960 l/d por bomba); tanque de 7 m³ e três bombas de (456 l/d por bomba), tanque de 0,2 m³ e duas bombas de (24 l/d por bomba) e um tanque reserva com capacidade de 10 m³, sem bombas.

Quanto ao processamento da água de produção, o item J deste documento - Caracterização de Emissões, Resíduos e Efluentes, apresenta a descrição deste processo.

A.2) SISTEMA DE ESTOCAGEM

A unidade P-34 apresenta uma capacidade total de estocagem de petróleo de 62.552 m³, ou o equivalente a 388.000 barris de petróleo. Esta tancagem refere-se a 5 grupos de tanques, divididos

em 13 tanques, que se encontram posicionados em diversos pontos da embarcação. A Tabela 2.4-1 apresenta a relação desses tanques, suas respectivas capacidades de tancagem e suas posições na embarcação.

Tabela 2.4-1: Distribuição e capacidade dos tanques de armazenamento de óleo na P-34.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	POSIÇÃO NA EMBARCAÇÃO	CAPACIDADE (M3)
TANQUE 1	Bombordo	3627
	Central	6904*
	Boreste	3627
TANQUE 2	Bombordo	3482
	Central	6142
	Boreste	3482
TANQUE 3	Central	6040
TANQUE 4	Bombordo	5175
	Central	6842
	Boreste	5175
TANQUE 5	Bombordo	2576
	Central	6904
	Boreste	2576

OBS: * O tanque 1 central não carrega, por questão de estabilidade, para compensar o peso do turret.

Além dos tanques de armazenamento de óleo produzido, a P-34 possui tanques para lastro, preenchidos com água, tanque para óleo diesel, tanque de *slop* e tanque para água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na Tabela 2.4-2.

Tabela 2.4-2: Capacidade dos tanques de armazenamento da P-34.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	CAPACIDADE (M3)
TANQUES DE LASTRO	5308
TANQUE DE SLOP	1167
	1167
TANQUE DE ÓLEO DIESEL	428
ÁGUA POTÁVEL	470

A quantidade, em metros cúbicos da carga de óleo cru, pode chegar atingir até 85 % da capacidade volumétrica dos tanques, devido as cargas adicionais existentes no navio (planta de processo, *turret*, amarras, *risers*, *flare*, heliponto e outros equipamentos incorporados a embarcação).

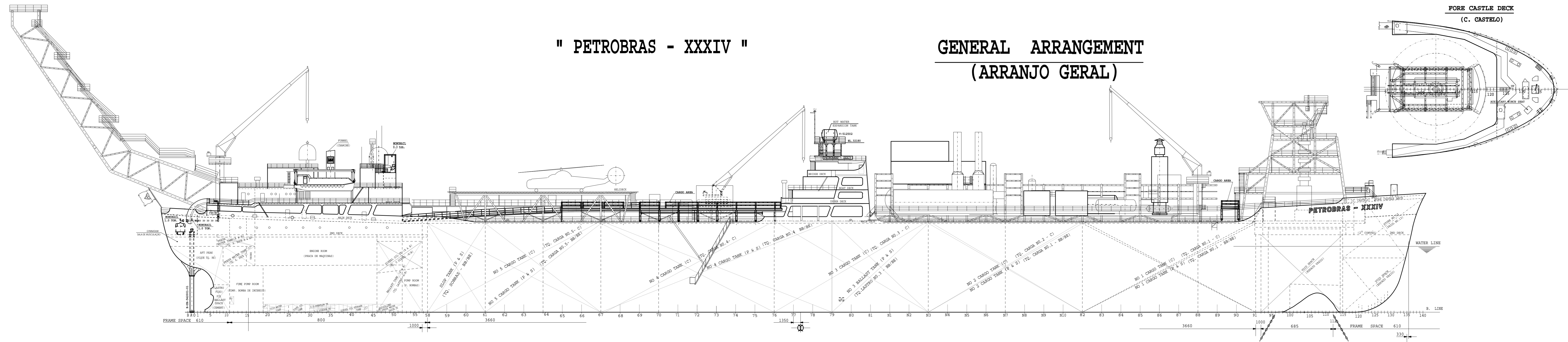
A Figura 2.4-5 apresenta a posição dos tanques na unidade FPSO P-34.

A.3) SISTEMA DE TRANSFERÊNCIA/ESCOAMENTO DE PETRÓLEO

A transferência de petróleo da unidade P-34, em operação denominada *offloading*, se dará através de navios aliviadores de até 70.000 tons de porte bruto, que periodicamente acorrem à unidade e que ficarão atracados pela popa desta unidade, a 150 metros de distância, em processo denominado “*in-tanden*”. Estes navios realizam o alívio da produção de óleo da unidade produtora e transportam o óleo até os terminais da Petrobras, localizados na costa brasileira. As Figuras 2.4-6, 2.4-7, 2.4-8 e 2.4-9, a seguir apresentam uma seqüência de operação de transferência (*offloading*) entre a unidade de produção e armazenamento FPSO P-34 e um navio aliviador, quando esta se encontrava operando no campo de Barracuda-Caratinga.

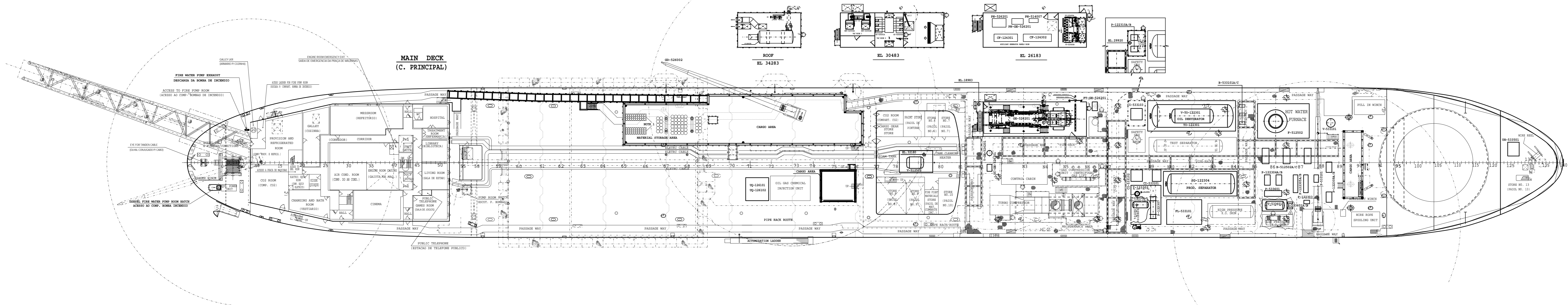
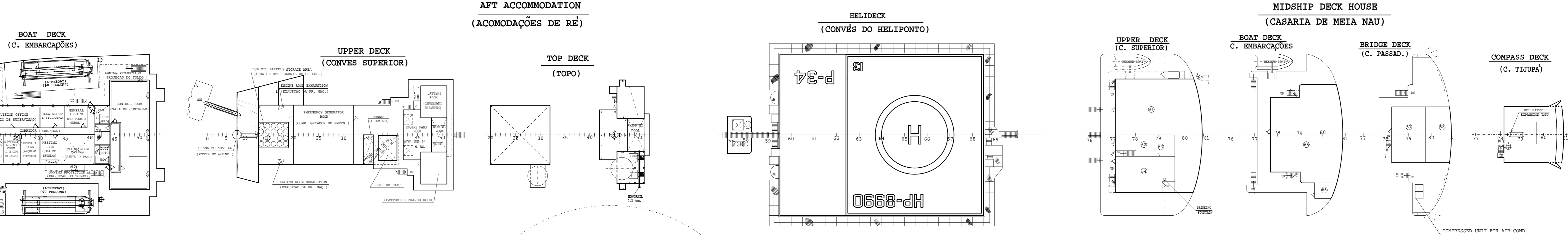
" PETROBRAS - XXXIV "

GENERAL ARRANGEMENT
(ARRANJO GERAL)

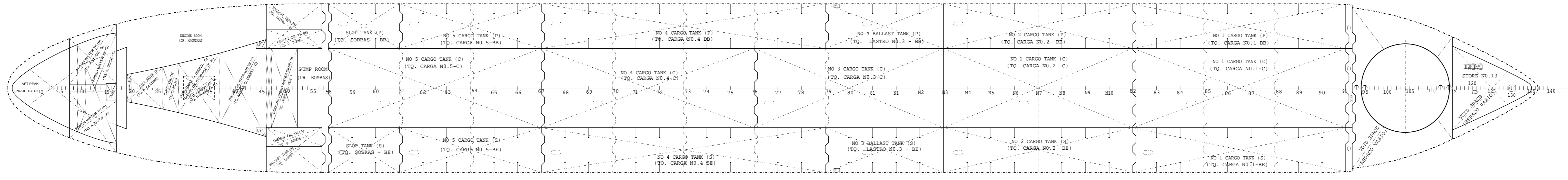
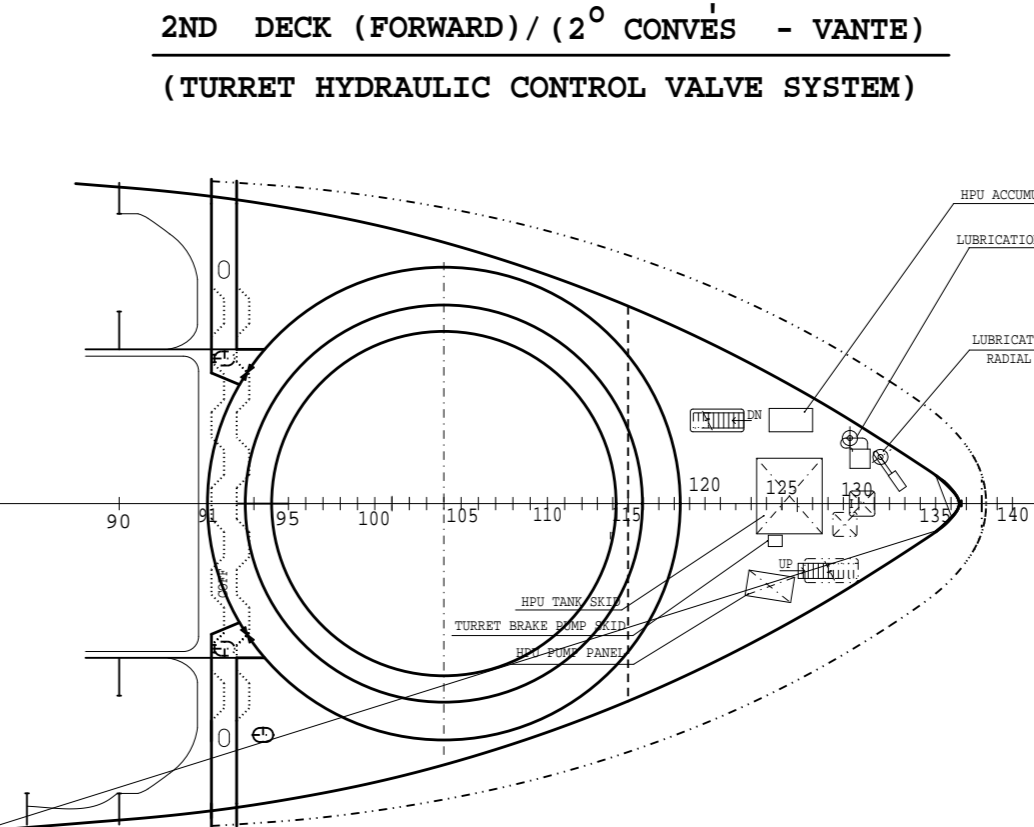
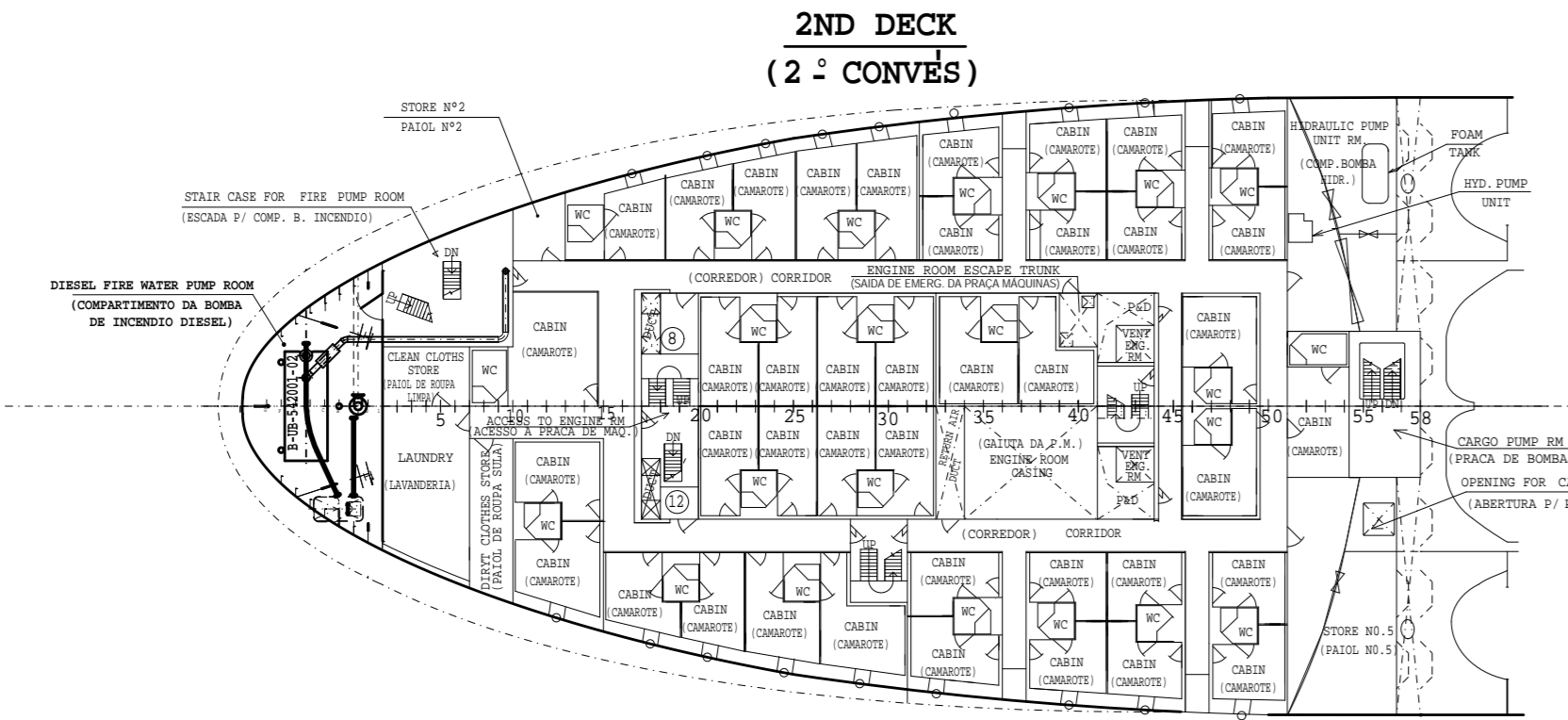


GENERAL NOTES

NOTE 1 - TWO BAYS, FOR 60 WATER BOTTLES EACH, MUST BE SUPPLIED IN THIS CARGO AREA.



REFERENCE DRAWINGS	
DMG. NO.	TITLE
E3500101	JOINER ARRANGEMENT (2 ND DECK)
E3500102	JOINER ARRANGEMENT (MAIN DECK)
E3500103	JOINER ARRANGEMENT (BOAT DECK)
E3500104	JOINER ARRANGEMENT (UPPER DECK)
E4000400	MACHINERY ARRANGEMENT



PRINCIPAL DIMENSIONS	
LENGTH (B.P.)	231,100 m
BEAM	24,000 m
DRAFT	14,000 m
EXTREME SUMMER DRAFT	12,708 m
LOADLINE (SUMMER DRAFT)	85,838,5 TONNAGE
WOLLOD SUMMER DRAFT	12,671 m
DISPLACEMENT (SUMMER DRAFT)	43,126,5 TONNAGE

NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHECKED	APPROVED
1	AS INDICATED		JANUARIA	#	MONTEAT
2	ACCORDING TO CONSISTENCY CHECK		JANUARIA	#	MONTEAT
3	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT
4	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT
5	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT
6	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT
7	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT
8	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT
9	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT
10	GENERAL REVISION		JANUARIA	#	MONTEAT

THIS DOCUMENT IS PROPERTY OF PETROBRAS AND IT IS PROTECTED IN ACCORDANCE WITH PREVALENT LAW. IT SHALL ONLY BE USED FOR THE PURPOSE IT IS DELIVERED. STANDARDIZED FORM BY N-361 (PETROBRAS) REV. 4

MICROSTATION 2.7: I-DE-3010.01-1200-942-PPC-001, E-DGN

BR PETROBRAS BRASILEIRO S.A.	CENPES
DESIGN OR OWNER	UN-ES / ATP-ES-MAR
JOB OR PROJECT	JUBARTE FIELD DEVELOPMENT - PHASE 1
AREA OR UNIT	FPSO UNIT P-34
TITLE	GENERAL ARRANGEMENT
DESIGNER	CENPES
SCALE	1:300
DATE	18/AUG/03



Figura 2.4-6: Barco de apoio estende o mangote de transferência da P-34 até o aliviador.



Figura 2.4-7: Barco de apoio levando o mangote de transferência para o navio aliviador.



Figura 2.4-8: Operação de *offloading* acompanhada por barcos de apoio.



Figura 2.4-9: Barco de apoio retorna com mangote de transferência para a P-34.

A transferência do produto entre as duas embarcações será realizada através de mangote flutuante flexível, de 20 polegadas de diâmetro, com 300 metros de comprimento, conforme ilustra a Figura 2.4-10. O mangote fica permanentemente conectado à P-34. Na outra extremidade, a ser conectada no aliviador, o mangote possui válvula manual de bloqueio e flange cego quando desconectado. É procedimento da P-34 a limpeza do mangote após cada *offloading*, com o deslocamento de até 5 vezes o volume do mangote, com água do mar, de modo a prevenir a perda de volumes de óleo e consequente poluição em caso de avaria, quando o mesmo se encontrar desconectado do aliviador. O sistema atual não prevê o embarque do mangote após o *offloading*, permanecendo na água com a sua extremidade presa à P-34 por cabo.



Figura 2.4-10: Detalhe do mangote de transferência da P-34.

Os navios aliviadores serão conectados a P-34 numa periodicidade de 5 dias, em média, buscando a transferência do óleo armazenado, em operação que leva aproximadamente 24 horas (conexão/carregamento/desconexão). A P-34 é equipada com 3 bombas de carga, localizadas na sala de bombas, que são acionadas por motor diesel, que ficam na praça de máquinas.

A operação de *offloading* (transferência de óleo para o navio aliviador) pode ser efetuada por qualquer uma das 3 bombas de carga existentes, que descarregam para as tubulações principais. O óleo é exportado pela estação de *offloading*, sendo medido antes de entrar na conexão do mangote flutuante. A taxa de transferência é de 2.500 m³/h, sendo um carregamento normal de 245.310 de barris (39.000 m³) transferido em 20 horas.

Após a conclusão da operação de transferência (*offloading*), o mangote flutuante da P-34 é disposto lateralmente à embarcação até a próxima operação de *offloading*.

Durante a Fase 1 do desenvolvimento do campo de Jubarte não ocorrerá exportação de gás para o continente, sendo o gás originário do separador, não-consumido como combustível, enviado ao *flare* e queimado. Estima-se cerca de 280.000 m³/dia de gás no pico de produção, sendo este volume decrescente com o tempo.

As principais necessidades de consumo de gás natural na unidade P-34 correspondem à utilização em vários processos como identificados a seguir:

- Forno para aquecimento do óleo na planta;
- Turbo compressor de gás lift (1 turbina);
- Selagem dos tanques de carga para evitar atmosfera explosiva (presença de O₂);
- Novo gerador para acionamento das BCS's;
- Purga dos flare's de alta e baixa e exaustão dos tanques de carga;
- Piloto dos flare's.

B) DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DE INSTALAÇÃO PARA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO, DESCRREVENDO, ENTRE OUTROS

B.1) OS PROCEDIMENTOS DE RECONHECIMENTO E ESCOLHA DE LOCAÇÕES E AS MEDIDAS ADOTADAS PARA A MITIGAÇÃO DO RISCO DE INSTABILIDADE GEOLÓGICA

Com o objetivo de mitigar riscos de instabilidade na superfície do fundo marinho, a definição do arranjo submarino (locação da unidade, linhas de produção, umbilicais) foi subsidiada pela interpretação de dados de sísmica 3D, 8 amostras geológicas (*Jumbo piston cores* - testemunhos a pistão) geminadas a 8 ensaios geotécnicos (PCPT) distribuídos em toda a área, além de dados de sonar de varredura lateral, sísmica de alta resolução (SBP-*Sub-Bottom Profile*), multi-feixe (retroespalhamento-*backscattering* e batimetria de detalhe) e histórico de operações de jateamento feitas em poços da área. Estes estudos consistiram na caracterização geológica e geomorfológica do fundo marinho na área dos campos de Jubarte e Cachalote, conforme apresentado na Figura 2.4-11.

Os estudos realizados tiveram por objetivo identificar feições indicativas de risco geológico (ou *geohazard*), consistindo em medidas para mitigação desse risco, e foram desenvolvidos em seqüência, da seguinte forma:

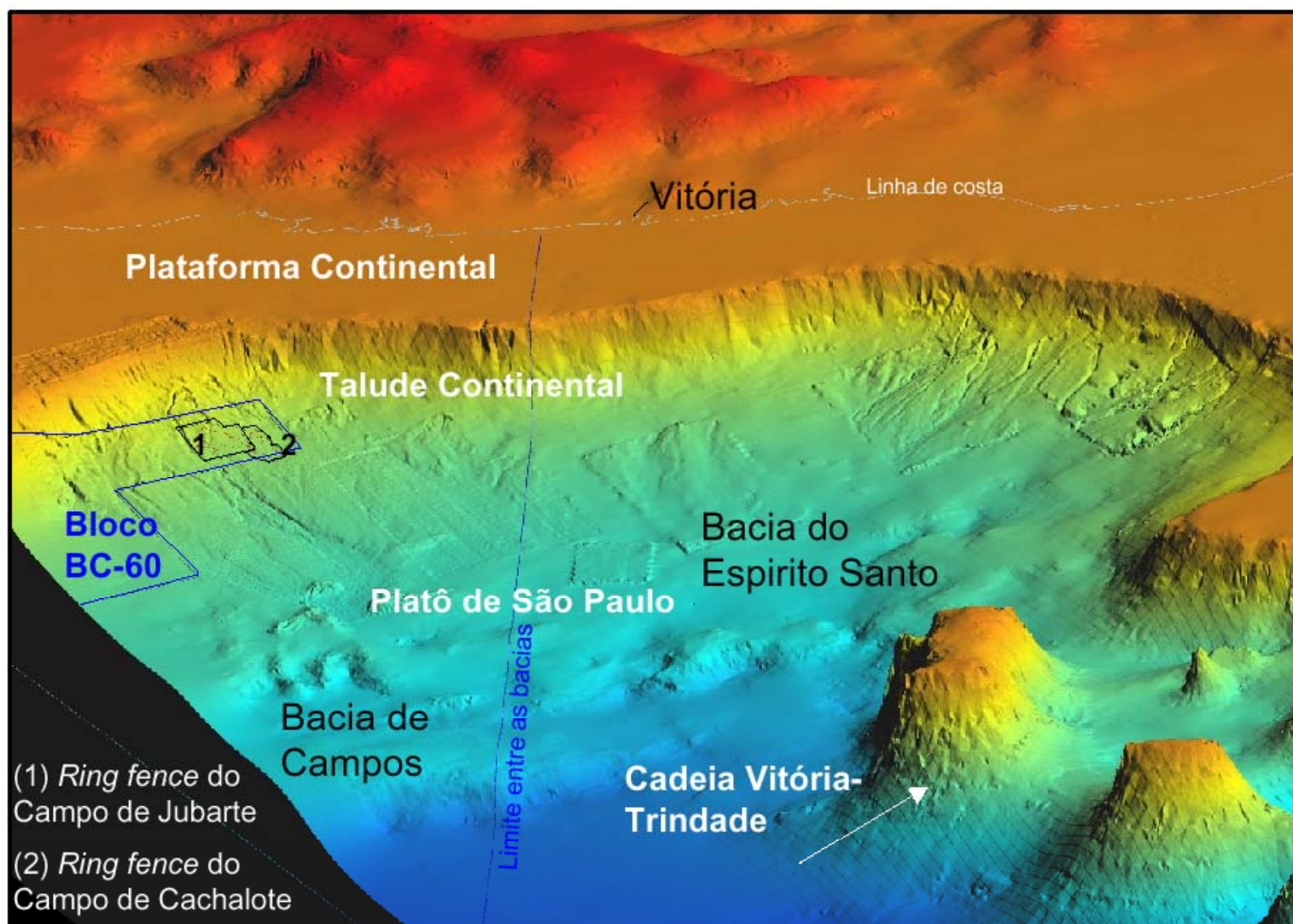


Figura 2.4-11: Visualização 3D do fundo do mar das bacias do Espírito Santo e de Campos, com destaque para a área de estudo.

- Mapeamento do horizonte sísmico equivalente ao fundo do mar e do primeiro horizonte de mais alta amplitude abaixo do fundo (Horizonte 1). Destes dois horizontes foram extraídos os seguintes atributos sísmicos: amplitude e *edge*. Também foram extraídas amplitudes em janelas a partir dos horizontes de referência. Foi gerado um arquivo xyz do horizonte do fundo do mar, onde o z equivale à cota batimétrica.
- Análise e interpretação do significado geológico das feições observadas nos mapas de amplitude e *edge* dos dois principais horizontes mapeados: fundo do mar e horizonte 1. Os mapas de *dip* azimuth ou *edge*, baseados em um algoritmo de coerência, fornecem uma excelente definição dos canais que cortam o talude na área de estudo.
- Confecção dos mapas de isópacas da seqüência limitada pelo horizonte do fundo do mar e pelo horizonte 1 (Seqüência 1), batimetria, declividade, *edge* e amplitude ao nível dos horizontes do fundo do mar e horizonte 1, no programa Sigeo.
- Confecção, análise e interpretação dos mosaicos de sonar e multi-feixe, utilizando o programa ER Mapper. Caracterização de feições com alta refletividade nas imagens de sonar e do multi-feixe.
- Processamento do SBP no módulo ISIS sonar do programa TEI Office suite. Identificação das ecofácies e caracterização de seu significado geológico. Integração da sísmica de alta resolução com testemunhos.
- Análise geomorfológica da área de estudo através de um modelo digital de terreno, visualizado no programa ERMapper. Neste programa foi possível obter a visualização 3D do fundo marinho com a amplitude sísmica sobreposta, o que permitiu um reconhecimento geomorfológico e sedimentológico do fundo do mar.
- Confecção do mapa faciológico do fundo marinho.
- Mapeamento das falhas geológicas profundas que alcançam o fundo e subfundo marinho, e de outras feições geológicas, examinando dados sísmicos 3D e 2D (SBP).
- Integração dos dados geotécnicos do solo (perfis de resistência, pressão de poros e atrito) com sísmica e testemunhos.
- Análise de *geohazard* feita através do GIS (*Geographic Information System*) MGE (*Modular GIS Environment*) da *Intergraph*, que permitiu a integração dos diversos fatores de risco geológico, através de análise espacial. Foram utilizados os seguintes mapas de feições de risco: 1) mapa das áreas com declividades maiores do que 10 graus; 2) mapa de isópaca da Seqüência 1, onde foram consideradas as áreas com espessuras menores e iguais a 30m; 3) mapa de amplitude do Horizonte 1, onde foram considerados os valores de amplitude maiores do que 80; 4) mapa de falhas e outras discontinuidades que afetam o fundo e subfundo marinho; 5) mapa dos afloramentos e 6) mapa das feições da baixa amplitude relacionadas a falhamentos geológicos e/ou possíveis exsudações de hidrocarbonetos (gás).

Todos estes estudos tiveram, dentre outros, o objetivo de caracterizar geologicamente o fundo e subfundo marinho da área, em especial, dentro dos limites dos *ring fences* dos Campos de Jubarte e Cachalote, além de identificar feições indicativas de risco geológico (ou *geohazard*). Caracteriza-se como *geohazard* para a instalação de equipamentos submarinos, a possibilidade de dano ou perda dos mesmos e de outras instalações ligadas a eles, provocada por qualquer fenômeno geológico, seja natural ou induzido por atividade humana.

A fisiografia da área estudada é, em parte, condicionada pelas falhas geológicas e fraturas que atingem o fundo e subfundo marinhos. Canais de talude, ravinas, pequenas escarpas, algumas depressões e ondulações do fundo estão localizados preferencialmente sobre áreas que apresentam fraturamento mais intenso, entretanto, algumas ondulações apenas mimetizam o topo irregular de depósitos de movimentos de massa, que ocorrem a partir de 20m de profundidade abaixo do fundo marinho.

A área estudada apresenta-se estruturada em subsuperfície através de falhas lítricas associadas a Halocinese. A maioria destas falhas afeta até 100m abaixo do fundo marinho, porém muitas chegam a atingir o fundo do mar. Estas falhas evoluem para cima, em direção ao fundo marinho, com rejeitos menores, provavelmente sem resolução sísmica. A espessa seqüência de depósitos caóticos (diamictitos), que ocorre no subfundo raso da área estudada, dificulta o reconhecimento de falhas de pequeno rejeito devido à escassez de horizontes de referência.

Com relação à estabilidade do talude, a área estudada não apresenta fatores de risco. Ao contrário, a presença de um espesso *drape* hemipelágico quaternário, que inclui as biozonas Z, Y1, Y2 e X, indica a ausência de eventos de deslizamentos e remoção há pelo menos 127.000 anos. Neste aspecto o talude da área é estável.

Não foram observadas formações abrasivas, tais como corais e lajes de algas vermelhas incrustantes, no fundo marinho. Os únicos alvos refletivos que ocorrem na área referem-se à presença de equipamentos (cabeças de poços) e a afloramentos localizados, que ocorrem nos flancos norte dos canais 1 e 2 (Figuras 2.4-12 e 2.4-13).

Na área estudada, o principal fator de risco geológico é a presença de depósitos arenosos ao alcance das operações de jateamento e ancoragem, ou seja, entre o fundo do mar e 40m de profundidade abaixo do fundo. Para a análise deste fator foi considerada a superposição, em área, de duas principais feições geológicas: Seqüência 1 com espessuras menores e iguais a 30m e a presença de depósitos arenosos abaixo do Horizonte 1.

Outro fator que afeta as operações de ancoragem e jateamento, dificultando-as, é a presença de superfícies de adensamento, a partir das quais ocorrem aumentos abruptos na resistência à penetração. Na área de interesse, o principal batente que se encontra ao alcance destas duas operações é o Horizonte 1, conforme atestam os resultados dos perfis de CPT.

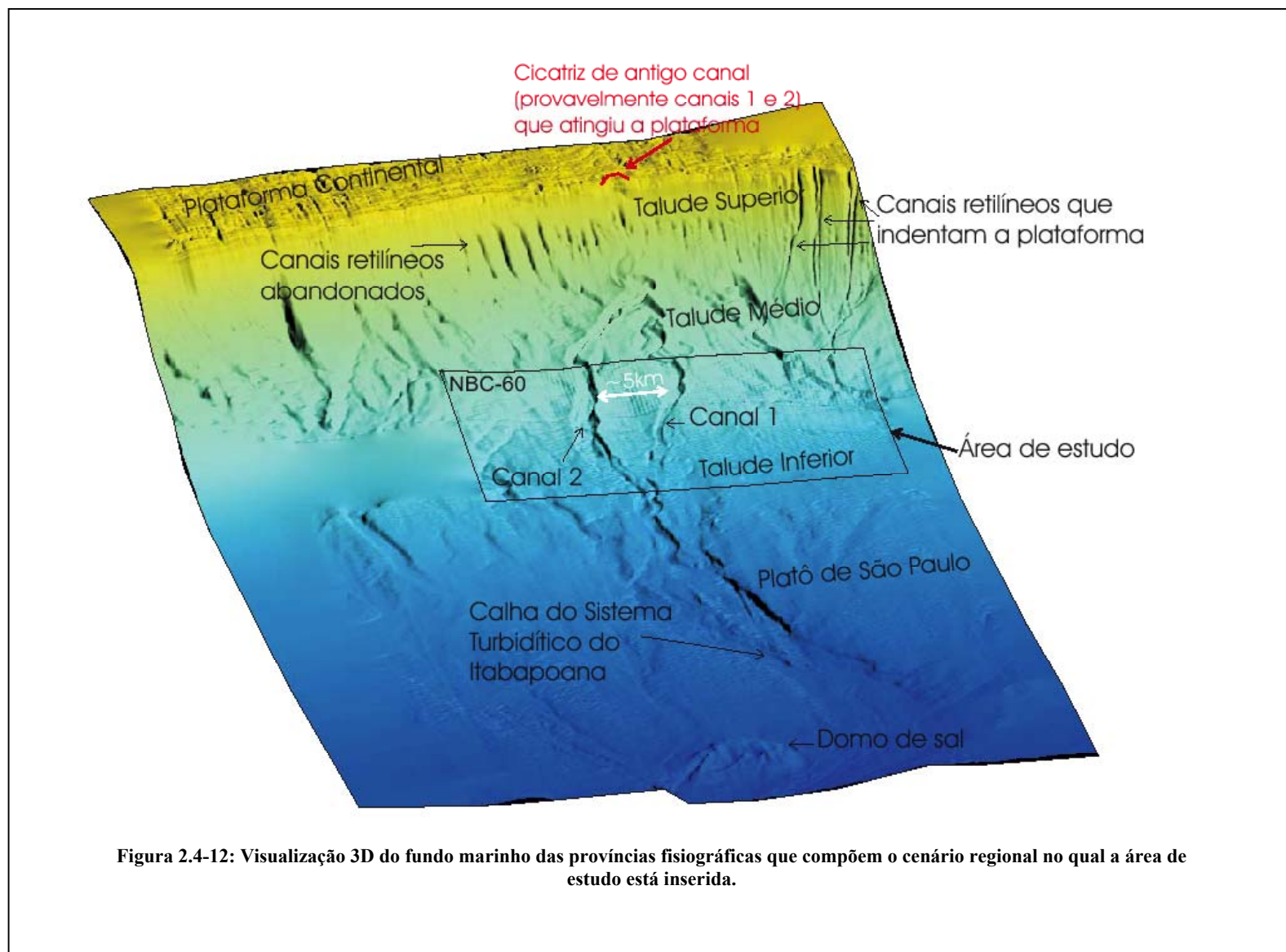


Figura 2.4-12: Visualização 3D do fundo marinho das províncias fisiográficas que compõem o cenário regional no qual a área de estudo está inserida.

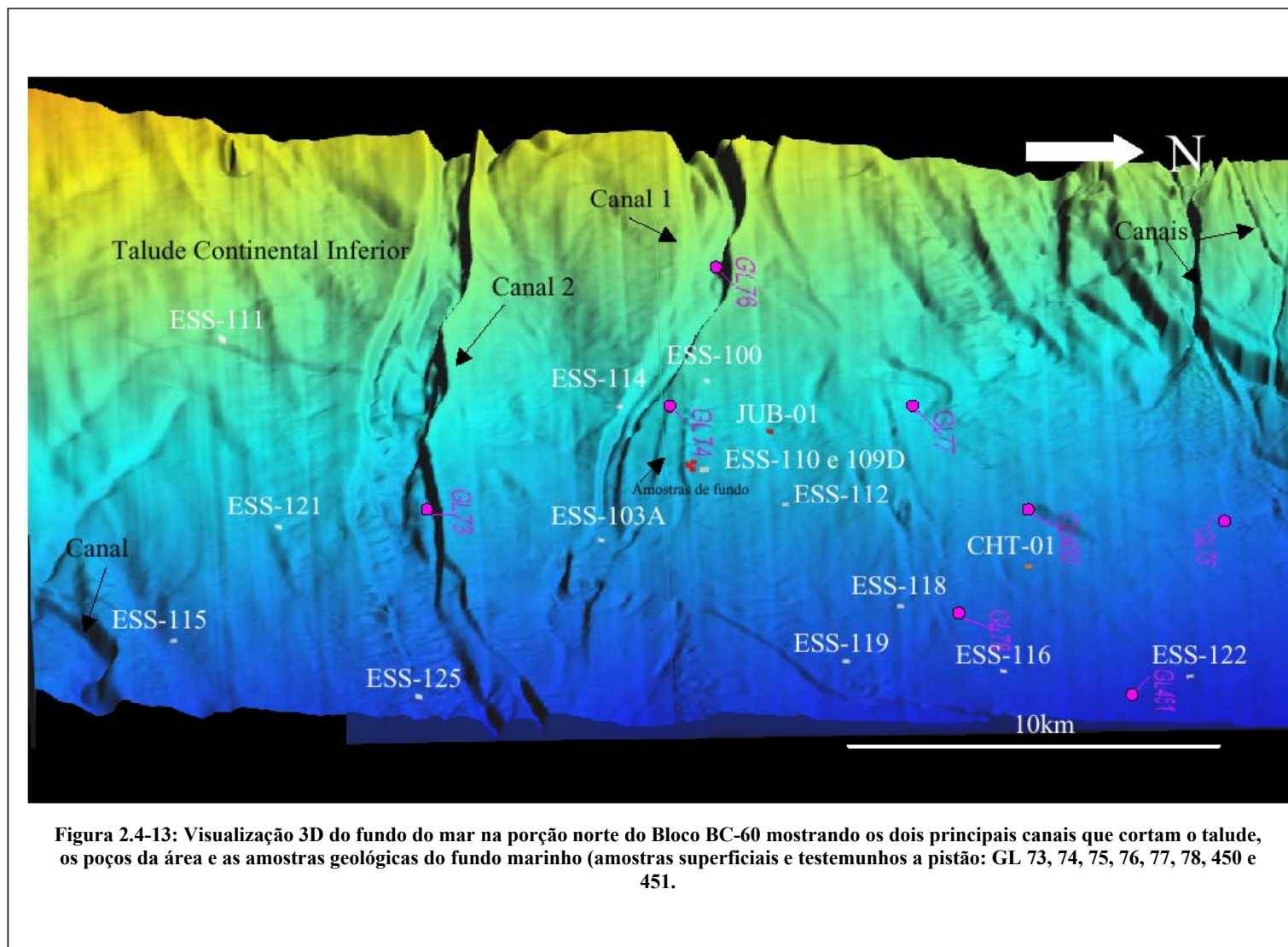


Figura 2.4-13: Visualização 3D do fundo do mar na porção norte do Bloco BC-60 mostrando os dois principais canais que cortam o talude, os poços da área e as amostras geológicas do fundo marinho (amostras superficiais e testemunhos a pistão: GL 73, 74, 75, 76, 77, 78, 450 e 451).

A avaliação final do risco geológico (*geohazard*) foi feita com a ajuda de um GIS (Geographic Information System) da Intergraph (MGE), a fim de se facilitar a análise conjunta dos diversos fatores envolvidos no *geohazard*.

Para a análise no GIS, as feições de risco mais preponderantes observadas na área de estudo foram: 1) regiões com altas declividades; 2) presença de areia no intervalo onde acontecem operações de jateamento e ancoragem, ou seja, entre zero e 40m de profundidade abaixo do fundo do mar; 3) presença de solo fraturado ou falhado; 4) presença de afloramentos no fundo do mar e 5) presença de feições que podem ser associadas à exudação de hidrocarbonetos no fundo marinho (raras).

De um modo geral, a escolha do tipo de âncora e o seu dimensionamento deve considerar a constituição e características geotécnicas do solo, presença ou não de camadas endurecidas e a declividade do fundo marinho.

O primeiro batente mapeado, denominado neste trabalho de Horizonte 1, encontra-se mais raso na porção nordeste e extremo sul da área de estudo, onde a sua profundidade fica em torno de 20m. Este batente poderia dificultar a cravação de âncoras com penetração maior do que 20m de profundidade. Além disto, nas regiões nordeste e sudeste, nas proximidades do canal 2, ocorrem depósitos arenosos logo abaixo do Horizonte 1.

Na maior parte da área a declividade é baixa, variando entre 1 e 3 graus, o que não oferece restrições à operação de ancoragem. As declividades maiores estão associadas aos flancos de canais submarinos, podendo atingir até 36 graus, mas estas áreas são muito restritas.

Estes estudos apresentaram as seguintes conclusões e recomendações:

- O fundo/subfundo marinho da área norte do bloco BC-60, onde estão inseridos os *ring fences* dos Campos de Jubarte e Cachalote, é constituído por um lençol de lamas hemipelágicas (Seqüência 1), capeando diferentes tipos de depósitos. A lama da Seqüência 1 apresenta um perfil de adensamento normal.
- A Seqüência 1 é limitada em sua base por um forte refletor sísmico, Horizonte 1, que representa uma discordância erosiva mais antiga do que 127.000 anos (biozona W do Neopleistoceno). Este refletor representa um batente e está associado a um aumento abrupto na resistência à penetração registrado nos perfis de CPT (geotécnicos).
- Abaixo do Horizonte 1, observa-se uma espessa seqüência de depósitos de movimentos de massa (diamictitos) entremeados por depósitos arenosos e lamosos. Nesta região do talude, estes depósitos coexistiram lateralmente à época de sua deposição. Por correlação com seus análogos de outros locais da Bacia de Campos, prevê-se que os diamictitos da área são essencialmente lamosos, compostos por clastos de lama de diferentes graus de adensamento, envoltos por uma matriz amolgada também lamosa.
- A presença de batentes e/ou areias no subfundo raso, até 30m de profundidade abaixo do fundo do mar, pode dificultar, ou até mesmo impedir a penetração de âncoras. As porções nordeste, sudeste (no talvegue do canal 2) e extremo sul da área estudada representam regiões onde a Seqüência 1 possui as menores espessuras. Além disto, ocorrem depósitos arenosos na base desta seqüência nas porções NE e SE.

- Com relação à estabilidade do talude, a área estudada não apresenta fatores de risco. Ao contrário, a presença de um espesso *drape* hemipelágico quaternário recobrimdo toda a área, que inclui as biozonas Z, Y1, Y2 e X, indica a ausência de eventos de deslizamentos e remoção há pelo menos 127.000 anos. Neste aspecto o Talude Continental da área é estável.
- As declividades da área variam entre 1 e 3 graus. Declividades maiores do que 10 graus ocorrem nos flancos dos canais 1 e 2 e em um pequeno canal situado no extremo noroeste do bloco.
- Nos registros de sonar e multi-feixe, não foram observadas formações abrasivas no fundo marinho, tais como corais e lajes de algas vermelhas incrustantes. Os únicos alvos refletivos que ocorrem na área referem-se à presença de equipamentos (cabeças de poços) e a afloramentos localizados, que ocorrem nos flancos norte dos canais 1 e 2.
- Não foram observados indícios de exudação de hidrocarbonetos no fundo marinho. Ao nível do horizonte 1, foram mapeados alguns *wipeouts* e *pockmarks* que estão associados à presença de falhas. Nas vizinhanças de algumas falhas ocorrem anomalias de amplitude em profundidade (450m abaixo do fundo) que podem estar associadas à presença de gás.
- A área encontra-se afetada por falhamentos profundos que alcançam o fundo marinho raso. A presença de falhas e fraturas pode representar zonas de fraquezas nos sedimentos. Além disto, elas são caminhos preferenciais na migração de hidrocarbonetos.

B.2) OS PROCEDIMENTOS PARA LANÇAMENTO, AMARRAÇÃO E ANCORAGEM DAS LINHAS DE ESCOAMENTO, PRINCIPALMENTE NA TRANSPOSIÇÃO DE REGIÕES MORFOLOGICAMENTE ACIDENTADAS

Para a implantação da Fase1 do campo de Jubarte encontram-se previstas as instalações da unidade P-34 e dos 4 poços produtores, além de suas respectivas linhas de coleta da produção, de acesso ao anular do poço, cabos de potência e umbilicais eletro-hidráulicos de controle, monitoração e injeção de fluidos.

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem dos *bundles*, que correspondem aos dutos flexíveis de produção, será utilizada uma infra-estrutura composta pelo barco de lançamento Sunrise-2000, ou pela embarcação similar, Seaway Condor, ambas próprias para essa atividade, além de barcos de mergulho a serem fornecidos por empresas contratadas pela PETROBRAS. Esses barcos de mergulho irão também auxiliar nas atividades de *pull-in* das linhas no *turret* da P-34 e nas operações dos barcos de lançamento (inspeção de rotas das embarcações, de equipamentos submarinos e fixação de linhas em estacas de ancoragem). Além dessas embarcações também irão atuar na instalação da Fase 1 os rebocadores *supply*, que irão fornecer os insumos e suprimentos para as demais embarcações.

No desenvolvimento dessas atividades, as embarcações responsáveis pela instalação da unidade P-34, executarão o lançamento das âncoras tipo torpedo para ancoragem da P-34 e tensionamento das linhas de ancoragem. A embarcação responsável pela instalação das linhas flexíveis será o navio Sunrise-2000, ou o navio Seaway Condor, com suporte dos navios de mergulho para as atividades de *pull-in* no *turret* da P-34 e outras operações complementares.

As estacas torpedo, para ancoragem e as linhas flexíveis serão transportadas a partir da Base de Vitória da Petrobras para o Porto da CPVV (Companhia Portuária de Vila Velha) e em seguida conduzidas nas cestas da embarcação até o local de seu lançamento.

A unidade de produção P-34 será instalada com sistema de ancoragem do tipo *Single Point Mooring*, no qual as linhas de ancoragem convergem para o FPSO através de um *turret* instalado em sua proa.

A ancoragem das linhas será através de colares e amarras, que deverão ser fornecidos e lançados juntamente com as respectivas linhas, para futura emenda às respectivas amarras deixadas na estaca torpedo, sendo esta espera de amarra fornecida juntamente com as estacas.

Cada poço produtor será equipado com uma Árvore de Natal Molhada GLL, exceto o poço JUB-06HP onde está prevista a instalação de uma ANM Horizontal. As ANM's serão instaladas em profundidades de água que variam de 1290 m a 1370 m, e possuem Módulos de Conexão Vertical (MCV) individuais para interligação das linhas na BAP da ANM convencional.

Normalmente utiliza-se a ferramenta universal para descida do MCV, o qual possui interface para ROV (*Remote Operate Vehicle*), dispensando a utilização de umbilical de serviço para seu acionamento.

Para todas as operações foram estabelecidos parâmetros de segurança levando em consideração as condições de mar. Serão realizadas também, inspeções das rotas de lançamento com utilização de ROV a fim de confirmar visualmente a inexistência de obstáculos e bancos de corais.

Apresentam-se a seguir os principais procedimentos a serem adotados para a instalação das linhas no fundo do mar (linhas de Produção, Anular e UEH dos poços ESS-110 HPA, JUB-04HP, JUB-02HP, JUB-06):

- Realizar *pull-in* de primeira extremidade no *turret* da P-34, das linhas de produção, anular e UEH e conexão singela de segunda extremidade na ANMH através de MCV.
- Os *Pull-in* na P-34 serão executados conforme procedimento delineado pela firma projetista do *turret* (SOFEC Inc.) e segundo projetado pela operadora do navio de lançamento, mediante as seguintes considerações:
- A P-34 está equipada com cabo especial de 2 3/8" (MBL=325,3 tf) ("Casar Superplast") para puxamento das amarras e do *riser* de 6".
- Para puxamento dos *risers* de anular e controle, será utilizado cabo comum de 2 1/4" com MBL=224 tf. Os cabos possuem comprimento total de 500m e comprimento útil de 300m.
- O sistema de *Pull-in* foi dimensionado para executar operações sob ação simultânea dos seguintes agentes ambientais:
 - Velocidade Superficial de Corrente Máxima: 1,5 *knots* (0,77m/s)
 - Velocidade do Vento Máxima: 35 *knots* (18m/s)
 - Altura Significativa de Onda Máxima: Hs = 2,0 m com Ts = 4,5 s

- As condições de operação seguras do LSV junto ao costado da P-34 deverão ser avaliadas e julgadas pelos técnicos responsáveis pelas operações e fiscal da Petrobras, mediante medição e observação das condições ambientais reinantes e análise dos boletins de previsão meteorológica emitidos por entidades idôneas. O início ou prosseguimento das operações será decidido em consenso pelas partes envolvidas, sempre observada a ocorrência das condições ambientais de *Pull-in*, anteriormente mencionadas.
- Em caso de *stand-by* aguardando condições atmosféricas para completar os trabalhos, se as linhas estiverem suspensas em catenária livre, deve-se tomar cuidado especial de remanejar periodicamente o TDP das linhas suspensas a fim de evitar danos por fadiga mormente em caso de trecho estático (*flow*) e de umbilicais providos com cabo elétrico.
- O arranjo das polias de *Pull-in* requer que a P-34 seja alinhada com uma das amarras, admitindo-se uma tolerância de $\pm 15^\circ$. Ademais, a execução de *Pull-in* em setores do *turret* considerados críticos (e.g. SW/SE) demandarão que o FPSO sofra um giro forçado de $\cong 35^\circ$. Foram desenvolvidos estudos para navios tanques de grande porte (VLCC) os quais indicaram ser necessário aplicar-se na popa do navio uma carga transversal estimada de 800 kN (80tf) afim de atingir um giro de cerca de 35° sob condições ambientais de *Pull-in*.
- Para garantir o giro ou a manutenção do aproamento do FPSO durante o tempo de puxamento, as operações deverão ser auxiliadas por 2 *supply boats* com capacidade de tração (*bollard-pull*) mínima de 100 tf cada barco, para setores críticos do *turret* ou 2 *supply boats* com capacidade de tração mínima de 80 tf cada barco, para setores não-críticos do *turret*. Setores críticos são aqueles que, para as condições ambientais predominantes da região de Jubarte, ficam encobertos pelo casco do FPSO, requerendo a movimentação rotacional do navio. Setores não críticos são aqueles que não requerem o giro do FPSO para a realização do *Pull-in*, mas exigem a assistência permanente de *supply boats* ligados ao FPSO a fim de manter fixo o aproamento do navio, caso haja variação brusca da direção de incidência dos mares.
- A existência de navio-aliviador atracado *in tandem* à P-34 será considerada condição impeditiva para o início de qualquer operação conjunta com LSV.
- Muito embora não seja mandatório, a execução de *Pull-in* no FPSO com o calado leve é vantajosa, principalmente caso haja ocorrência de fortes correntezas na ocasião das operações. Entretanto, reconhecemos que será difícil estabelecer um sincronismo entre as operações de alívio e a execução dos *Pull-in*.
- Os cabos mensageiros virão do estaleiro já passados através dos “I”-tubes, afim de evitar mergulhos desnecessários para sua transferência ao LSV. Os cabos serão identificados por *tags* em suas extremidades.
- O sistema de *Pull-in* de P-34 foi projetado considerando as seguintes cargas dinâmicas máximas:
 - Carga máxima para o *pull-in* do *riser* de 6’’: 150 tf (a ser executado com o cabo especial de 2 3/8’’);
 - Carga máxima para o *pull-in* dos *risers* de 4’’: 78 tf (a ser executado com o cabo de 2 1/4’’).

- Admite-se uma tolerância para instalação com o FPSO em situações de deriva *far* e *near* igual a $\pm 12^\circ$, desde que a catenária seja corrigida para assumir a forma regular com ângulo de 7° após cessadas as ações externas. Para tanto, ambos os navios, FPSO e PLSV, devem estar providos de sistema DGPS (*Differential Global Positioning System*), para determinar com exatidão o desvio em relação à posição média de projeto no instante do *Pull-in*.
- A 30 metros de distância da cabeça de puxamento será instalado em cada *riser* uma braçadeira destinada a reter o *bend stiffener* em caso de queda acidental. Esta peça é também dotada de um olhal giratório que pode ser utilizado como auxiliar para puxamento lateral caso julgado necessário.
- Após o *pull-in* de primeira extremidade na P-34, as linhas deverão ser lançadas cheias e singelas, de acordo com o *track* previsto.
- A conexão de segunda extremidade na ANMH será feita também singela através de MCV com acompanhamento de ROV.

B.3) A MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE INTERAÇÃO DAS LINHAS A SEREM LANÇADAS, BEM COMO OUTRAS INSTALAÇÕES EXISTENTES NA ÁREA

Com o objetivo de mitigar o risco de interação com outros equipamentos, as linhas foram incluídas no Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), que é um banco de dados da PETROBRAS onde estão todas as informações sobre os equipamentos (obstáculos) fixos existentes, estejam eles submersos ou na superfície. Com este sistema, tem-se a localização exata e o controle de todas estas singularidades, bem como a profundidade d'água em que elas se encontram.

No entanto, com relação a este risco de interação das linhas a serem lançadas com outras linhas ou instalações na área, pode-se afirmar que este risco é praticamente inexistente, uma vez que a região onde se encontra o campo de Jubarte e seu entorno não possui ainda qualquer sistema de produção implantado. A única instalação existente nesta área é representada pelo FPSO Seillean, que se encontra produzindo apenas um poço (ESS-110 HPA) através de *drill pipe riser*, que interliga diretamente o poço a unidade, sem linhas no assoalho oceânico.

Este poço ESS-110 HPA será desconectado do FPSO Seillean após a interligação dos outros 3 poços da Fase I (JUB 2HP, JUB 4HP e JUB 6HP) à unidade FPSO P-34. Esta operação deverá ser precedida de procedimento de prevenção de hidrato no poço, seguido de limpeza do DPR (*Drill Pipe Riser*) e assentamento de *plug* (elemento de isolamento da linha de produção, semelhante a um tampão) no bore de produção, que consiste no furo da linha de produção no suspensor, de 4", do *Tubing Hanger* (suspensor da coluna de produção).

Após a desconexão do FPSO Seillean, este poço deverá ser interligado à P-34 após a conexão da linha de fluxo, linha de *gas lift* e umbilical elétrico-hidráulico nos *hubs* da BAP (Base Adaptadora de Produção). Para esta nova interligação ocorre o *pull in* àquela plataforma, que consiste na conexão das linhas de fluxo com a unidade de produção, em procedimento a ser realizado por barco lançador de linhas, e a instalação da ANM (Árvore de Natal Molhada), onde se utiliza uma sonda de completação.

C) DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO, CARACTERIZANDO SUCINTAMENTE SEUS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS, INSTALAÇÕES E CAPACIDADES

O FPSO P-34, que é a unidade de produção que irá operar na Fase I do desenvolvimento do campo de Jubarte, corresponde a uma unidade estacionária flutuante com capacidade de produzir e armazenar o petróleo produzido, após realizar o seu processamento. A exportação do óleo produzido se dá por meio de navios aliviadores, enquanto que o gás natural que excede o volume consumido na unidade é queimado no *flare* da unidade.

A unidade de produção, estocagem e transferência FPSO P-34 foi originalmente construída no ano de 1959, no Estaleiro Verolme United Shipyards em Rotterdam, Holanda, e classificada pelo Lloyd's Register of Shipping, recebendo o nome de Presidente Juscelino, tendo sido rebatizada em 1968 com o nome de Presidente Prudente de Moraes.

Em 1972, no estaleiro Kobe Shipyard and Engine Works, Mitsubish Heavy Industries Ltd, no Japão, a embarcação passou por uma jumborização (acréscimo no comprimento e no pontal), aumentando seu porte bruto das originais 32.945 toneladas para 53.600 toneladas.

A primeira conversão em navio de processo ocorreu em 1976 na Mitsubish Heavy Industries Ltd, no Japão, sendo a conversão atual para FPSO realizada pela Indústrias Verolme-Ishibras, no Rio de Janeiro, encerrada em 1997. Este FPSO possui 231,10 metros de comprimento e capacidade de estocagem de 62.552 m³. As Tabelas 2.4-3, 2.4-4 e 2.4-5 apresentam de forma consolidada as principais características do FPSO P-34.

Tabela 2.4-3: Dimensões do FPSO P-34.

CONVÉS	
Comprimento entre perpendiculares	231,10 metros
Comprimento Total	240,30 m
Boca moldada	26,00 metros
Pontal	16,87 metros

Tabela 2.4-4: Dados adicionais para a unidade FPSO P-34.

CARACTERÍSTICAS		
Calado (maximo de verão)	m	12,84
Alojamento (leitos)	90 pessoas	
Heliponto	Sikorski – S-61 com facilidades para abastecimento e dimensões de 30 m x 27 m	
Salvagem	2 baleeiras, ambas com capacidade para 50 pessoas 1 bote de resgate com capacidade para 6 pessoas 4 balsas-infláveis com capacidade agregada 80 pessoas 2 balsas infláveis com capacidade para 6 pessoas	

Tabela 2.4-5: Capacidade de Processamento do FPSO P-34.

PROCESSAMENTO	
Capacidade de Processamento de líquidos	60.000 barris de líquido/dia
Capacidade de processamento de gás	600.000 m ³ /d
Capacidade de descarregamento	2.400 m ³ /h
Capacidade de Estocagem de óleo	62.552 m ³

Além das instalações e capacidades acima descritas, a unidade FPSO P-34 possui escritórios, salas de recreação (sala de jogos, academia, sala de televisão, cinema), cozinha industrial, auditório, sala de refeições, despensa para mantimentos, lavanderia, enfermaria, paióis de mantimentos, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e painéis. A Figura 2.4-14 apresenta a planta de processo da unidade.



Figura 2.4-14: Planta de Processo da P-34.

No convés principal (*main deck*) encontram-se a enfermaria, hospital, biblioteca, sala de estar, ginásio, cinema, compartimento do ar condicionado, refeitório, vestiário, paiol de sobressalentes de elétrica, cozinha, compartimento de CO₂, compartimento dos freezers e armários de cozinha, dentre outros.

No segundo *deck* encontram-se os camarotes, lavanderia, compartimento de bomba hidráulica, paiol de sobressalentes de mecânica. No convés das embarcações (*boat deck*) tem-se a sala de controle, inclusive de telecomunicações, escritório geral, sala de reunião, sala de recepção e segurança, escritório de manutenção, paiol de lixo, laboratório e escritório de instrumentação.

No convés superior (*upper deck*) tem-se a área de estocagem para óleo lubrificante, compartimento dos geradores de emergência, compartimento dos ventiladores da praça de máquinas, compartimento das baterias, piscina e compartimento do carregador de baterias.

As Figuras 2.4-15, 2.4-16, 2.4-17, 2.4-18, 2.4-19 e 2.4-20, a seguir, apresentam diversas instalações da unidade.



Figura 2.4-15: Vista da sala de rádio da unidade.

Figura 2.4-16: Vista da academia da unidade.





Figura 2.4-17: Vista do cinema da unidade.

Figura 2.4-18: Vista do escritório da unidade.



Figura 2.4-19: Vista da sala de controle da unidade.



Figura 2.4-20: Vista da sala de reunião da unidade.

Apresenta-se a seguir uma relação contendo os principais equipamentos da unidade FPSO P-34.

- 3 Guindastes
- Moto geradores
- 1 Heliponto
- 2 *Flares*
- Aquecedores água-óleo
- Aquecedores óleo-óleo
- *Swivel* de gás
- Separadores trifásicos
- Tratadores
- Bombas de transferência
- Resfriadores
- Compressores
- Desidratadores do gás
- Sistema de tratamento de água produzida
- Sistema de ar comprimido
- Bombas de captação de água
- Dessalinizador do tipo destilador a vácuo
- Sistema de tratamento de esgoto
- *Scrubber*
- Lavanderia
- Enfermaria

A Figura 2.4-21 apresenta uma vista do heliponto da P-34.



Figura 2.4-21: Heliponto da unidade P-34.

D) DESCRIÇÃO DE TODO O SISTEMA DE DUTOS SUBMARINOS QUE SERÁ UTILIZADO PARA ESCOAMENTO E TRANSFERÊNCIA DA PRODUÇÃO, CARACTERIZANDO OS DUTOS DE DIFERENTES TIPOS, DIÂMETROS E FLUIDOS A SEREM TRANSPORTADOS, INFORMANDO A EXTENSÃO TOTAL DO CONJUNTO, OS PONTOS DE INTERLIGAÇÃO COM SISTEMAS PRÉ-EXISTENTES E OS ELEMENTOS DE SEGURANÇA E BLOQUEIO CONTRA VAZAMENTOS

O sistema de dutos submarinos previsto para a Fase 1 do campo de Jubarte será composto por linhas de coleta, umbilicais eletro-hidráulicos, cabos de potência e linhas de acesso ao anular. As Tabelas 2.4-6, 2.4-7, 2.4-8 e 2.4-9 apresentam a caracterização destes dutos, mostrando seu comprimento, diâmetro e extensão total do conjunto.

Tabela 2.4-6: Caracterização das linhas de coleta.

POÇO	RISER		FLOWLINE	
	COMPRIMENTO (m)	DIÂMETRO (")	COMPRIMENTO (m)	DIÂMETRO (")
ESS-110	1.720	6	630	6
JUB-02	1.720	6	2.050	6
JUB-04	1.720	6	2.930	6
JUB-06	1.720	6	2.100	6
TOTAL	6.880	-	7.710	-

Todas as linhas de produção são do tipo flexível e possuem um isolamento térmico TEC (*thermal exchange coefficient*) de 8 W/mK.

Tabela 2.4-7: Caracterização das linhas de controle (umbilicais eletro-hidráulicos).

POÇO	LINHAS DE CONTROLE	
	COMPRIMENTO (m)	ESPECIFICAÇÃO
ESS-110	2.350	(9 x 3/8" controle + 3 x 1/2" injeção + CE monitoramento)
JUB-02	3.760	(9 x 3/8" controle + 3 x 1/2" injeção + CE monitoramento)
JUB-04	5.335	(9 x 3/8" controle + 3 x 1/2" injeção + CE monitoramento)
JUB-06	3.820	(9 x 3/8" controle + 3 x 1/2" injeção + CE monitoramento) + Cabo potência (*)
TOTAL	15.265	-

(*) O umbilical eletro-hidráulico do poço JUB-06, além das funções de controle, injeção e monitoramento terá um cabo de potência para suprir a BCSS (bomba centrífuga submersa submarina) que será instalada neste poço.

Tabela 2.4-8: Caracterização das linhas de acesso ao anular.

POÇO	RISER		FLOWLINE	
	COMPRIMENTO (m)	DIÂMETRO (")	COMPRIMENTO (m)	DIÂMETRO (")
ESS-110	1.720	4	690	4
JUB-02	1.720	4	2.050	4
JUB-04	1.720	4	3.910	4
JUB-06	1.720	4	2.100	4
TOTAL	6.880	-	8.750	-

OBS: As linhas de acesso ao anular serão utilizadas para injeção de *lift gas* para o método de elevação artificial e para passagem de *pig* quando se fizer necessário.

Dois dos poços desta fase estarão equipados com sistemas de BCSS (bombeio centrífugo submerso submarino), a saber, JUB-02 e JUB-06. Para a alimentação destes sistemas serão lançados cabos de potência com as seguintes características.

Tabela 2.4-9: Caracterização das linhas de cabo de potencia.

POÇO	CABO DE POTÊNCIA
	COMPRIMENTO (m)
JUB-02	3.760
JUB-06	3.820 (*)

(*) O cabo de potência do poço JUB-06, será parte integrante do umbilical eletro-hidráulico conforme descrito anteriormente.

Para esta fase de desenvolvimento do campo não estão previstas linhas de exportação dos fluidos produzidos. A exportação do óleo será realizada através de navios aliviadores, enquanto que o gás produzido, não utilizado na planta de processo, será queimado. Desta forma, como não existirá oleoduto ou gasoduto originado no campo de Jubarte, não se terá também a interligação com outros sistemas de escoamento pré-existentes.

Os fluidos a serem transportados entre os poços e a planta de produção na unidade P-34 são constituídos basicamente de água, óleo e gás, sendo que a água pode ou não estar emulsionada na fase óleo. As Tabelas 2.4-10 e 2.4-11 apresentam a composição desses fluidos que irão escoar pelo sistema de produção no campo de Jubarte.

Tabela 2.4-10: Composição do óleo a ser escoado, com 17,1 Grau API.

Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação <i>flash</i> a 40 ° C - 3-ESS-0110HPA – profundidade: 3087.5 m			
Componentes	Óleo morto	Gás do <i>flash</i>	Fluido do Reservatório
CO ₂	0.00	0.19	0.09
N ₂	0.00	0.66	0.30
C ₁	0.00	90.27	40.19
C ₂	0.00	5.17	2.30
C ₃	0.09	1.58	0.75
IC ₄	0.13	0.60	0.34
NC ₄	0.20	0.68	0.41
IC ₅	0.27	0.28	0.27
NC ₅	0.21	0.21	0.21
C ₆	0.54	0.20	0.39
C ₇	1.16	0.10	0.69
C ₈	1.83	0.04	1.03
C ₉	1.72	0.00	0.95
C ₁₀	1.90	0.00	1.06
C ₁₁	1.81	0.00	1.00

Tabela 2.4-10: Composição do óleo a ser escoado, com 17,1 Grau API. Continuação

Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação <i>flash</i> a 40 ° C - 3-ESS-0110HPA – profundidade: 3087.5 m			
Componentes	Óleo morto	Gás do <i>flash</i>	Fluido do Reservatório
C ₁₂	1.75	0.00	0.97
C ₁₃	2.18	0.00	1.21
C ₁₄	2.57	0.00	1.43
C ₁₅	2.64	0.00	1.46
C ₁₆	1.95	0.00	1.08
C ₁₇	2.62	0.00	1.45
C ₁₈	2.81	0.00	1.56
C ₁₉	1.66	0.00	0.92
C ₂₀₊	71.98	0.00	39.93
Densidade do gás		0.6362	
Massa Mol. Total	387	18.43	223
Massa Mol. C ₂₀₊		465	
Densidade C ₂₀₊		0.9912	
Temperatura		40 °C	
RGO do <i>flash</i>		46.82 m ³ std/m ³ std	
API	17.10		
Coef. Exp. Térmica	6.9046 x 10 ⁻⁴ °C ⁻¹		

Tabela 2.4-11: Composição do gás no flash e no separador.

Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação <i>flash</i> a 40 ° C - 3-ESS 0110HPA – profundidade: 3087.5 m	
Componentes	Gás do <i>flash</i>
CO ₂	0.19
N ₂	0.66
C ₁	90.27
C ₂	5.17
C ₃	1.58
IC ₄	0.60
NC ₄	0.68
IC ₅	0.28
NC ₅	0.21
C ₆	0.20
C ₇	0.10
C ₈	0.04
Densidade do gás	0.6362
Massa Mol. Total	18.43
RGO do <i>flash</i>	46.82 m ³ std/m ³ std
Propriedades e composições molares dos fluidos na saída do vaso separador 3-ESS 0110HPA	
Componentes	Gás do SEPARADOR
CO ₂	0.21
N ₂	0.56
C ₁	89.04
C ₂	5.24
C ₃	1.66
IC ₄	0.63
NC ₄	0.78
IC ₅	0.40
NC ₅	0.29
C ₅₊	1.19
Densidade do gás	0.6638
Riqueza	0.6638
Compressibilidade	0.9970
Peso Mol. Médio	19.27
PCS	10229.5
PCI	9257.0
Temperatura	95.9 °C
P _{SEPARAÇÃO}	5.9 kgf/cm ² g

Obs: A análise do teor de H₂S na saída do separador indicou uma concentração de 4,4 ppm

O bloqueio das linhas flexíveis de coleta se dará através da operação de válvulas existentes na UEP (Unidade Estacionária de Produção) e nas ANMs/Poços, tanto em situações normais de operação quanto em situações emergenciais, sendo estas válvulas operadas de forma manual ou automática, em sincronia com o sistema de automação da UEP

E) *DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS ASSOCIADOS E DECORRENTES. EM ESPECIAL, DEVEM SER DESCRITAS AS OPERAÇÕES DE LANÇAMENTOS DE DUTOS, MANIFOLDS E OUTRAS INSTALAÇÕES SUBMARINAS, COM UMA BREVE DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E EMBARCAÇÕES A SEREM UTILIZADOS NA INSTALAÇÃO. DEVEM SER DESCRITOS, AINDA, OS PROCEDIMENTOS PARA A REALIZAÇÃO DOS TESTES DE ESTANQUEIDADE DAS LINHAS, CARACTERIZANDO-SE OS FLUIDOS QUE SERÃO UTILIZADOS, QUANTO À SUA COMPOSIÇÃO QUÍMICA, CONCENTRAÇÕES E VOLUMES ENVOLVIDOS NAS OPERAÇÕES, INCLUINDO O SEU DESCARTE*

Como empreendimentos associados a atividade de produção de hidrocarbonetos no campo de Jubarte merecem ser destacadas as atividades desenvolvidas na Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), que consistirá no porto de auxílio ao empreendimento, e na própria sede da UN-ES, onde vem sendo estudadas as acumulações existentes no campo de Jubarte, bem como avaliada a existência de outros reservatórios de hidrocarbonetos nesta região Bacia de Campos, além do Centro de Pesquisa da empresa, localizado na cidade do Rio de Janeiro, onde vêm sendo desenvolvidas tecnologias para a melhor forma de exploração dos diversos tipos de óleo existentes nos campos já descobertos na Bacia de Campos, aí incluindo-se o campo de Jubarte.

Podem também ser citadas como associadas ao empreendimento, as diversas outras empresas que irão atuar nas atividades a serem desenvolvidas no FPSO P-34, tanto aquelas envolvidas na atividade de produção, como outras envolvidas nas atividades de fornecimento de equipamentos, serviços e bens de consumo.

Como exemplos podem ser citadas as empresas prestadoras de serviços com instalações em Vitória, São Mateus ou Macaé: Líder Táxi Aéreo, Aeróleo, Maersk, Schlumberger, Nutrimar, OSCO e B&C Desparafinação de Tubos.

Como empreendimentos decorrentes das atividades de produção na unidade P-34, podem ser destacados diversos segmentos, desde as embarcações que transportam o óleo produzido, passando pelos terminais de recebimento do petróleo em terra e encerrando-se nas refinarias da própria PETROBRAS que recebem o petróleo e geram os produtos finais.

As operações de lançamentos de dutos e outras instalações submarinas também se destacam como empreendimentos associados ao Projeto Jubarte. Os equipamentos e procedimentos a serem adotados nesta etapa de lançamento de dutos para escoamento da produção dos poços para a unidade P-34 encontram-se descritas no item B – Descrição dos processos de instalação para produção e escoamento. Com relação a *manifolds* submarinos e dutos de exportação dos produtos do campo, a Fase 1 não prevê suas instalações.

Para as linhas flexíveis de produção e linhas de umbilicais serão realizados testes hidrostáticos, e para as conexões serão realizados testes pneumáticos. Em ambos os testes serão utilizados os procedimentos estabelecidos nas especificações das normas técnicas da Petrobras.

Em caso de ocorrência de dano nas linhas de fluxo (produção e *gás lift*) durante o lançamento, será realizado o teste com água do mar, sem adição de produto químico. Apenas eventualmente é considerada a possibilidade de uso do produto contrastante denominado fluoresceína para detecção dos danos.

Após a interligação de todas as linhas é feito um teste de estanqueidade pela plataforma, no qual normalmente utiliza-se água do mar. Caso se venha a detectar algum dano ou vazamento nas linhas, utiliza-se preferencialmente o nitrogênio devidamente pressurizado ou o produto contrastante denominado fluoresceína, de forma a se detectar com precisão e mais facilidade o local do dano que permite o vazamento.

Neste caso, poderá haver a necessidade de uma intervenção com um barco de lançamento que efetuará a inspeção para detecção do local danificado, para em seguida tomar as medidas corretivas que poderão, conforme o caso, proceder ao recolhimento e substituição do trecho danificado ou conserto das conexões (emenda ou MCV). Antes do manuseio da linha, a plataforma deverá informar ao barco de lançamento a condição de operação da linha e qual fluido se encontra no interior da mesma.

Com relação ao produto fluoresceína (Fluorene R2), a Petrobras, através do CENPES, avaliou a toxicidade e biodegradabilidade do mesmo, cujos resultados encontram-se no **item G** deste documento, e os laudos técnicos do laboratório no **item I** deste documento. Os volumes que poderão vir a ser utilizados irão depender da extensão da linha a ser testada em caso de danos as mesmas. Assim, não se pode precisar os volumes a serem utilizados, e nem mesmo garantir que sua utilização venha, de fato, a ocorrer.

Quanto a sua forma de descarte, caso a mesma venha a ser utilizada, o volume contido na linha será descartado diretamente no mar, a partir do desalagamento das linhas de produção que possam vir a ser testadas com o produto.

Apresenta-se a seguir, nas Figuras 2.4-22, 2.4-23 e 2.4-24, respectivamente, as principais informações técnicas do Fluorene R2, ficha de segurança do produto e sua ficha de emergência.

NICHO Tecnologia Ltda.
Consultoria & Representações

Informações Técnicas do FLUORENE R2

Descrição :

O FLUORENE R2 é um fluido que contém agentes corantes de base orgânica de caráter não-iônico. O FLUORENE R2 é solúvel em água. É um produto biodegradável e não tóxico. O produto se diferencia pela sua especificidade molecular devido à modificação química e seletiva da estrutura original da uranina. A intensa fluorescência apresentada pelo FLUORENE R2, quando diluído facilitam a sua identificação e análise.

Aplicação :

O FLUORENE R2 pode ser utilizado amplamente, na indústria do petróleo desde os reservatórios petrolíferos, produção e refino, até os oleodutos de exportação, navios petrolíferos e tanques de armazenamento. Da mesma forma o FLUORENE R2 pode ser aplicado para testes hidrostáticos e identificação de vazamentos de qualquer sistema hidráulico.

O FLUORENE R2 é indicado para o preparo de fluidos de contraste empregados na indústria de petróleo.

Propriedades :

Aspecto Físico	Líquido vermelho
Caráter	não-iônico
Diluyente	Solvente polar + água
Densidade	0.99 kg/l
Viscosidade	7,2 Cp
pH	7,2

Solubilidade :

Água industrial	até 10000 ppm
Álcool etílico	totalmente
Acetona	totalmente
Hexano	insolúvel
Tolueno	insolúvel

Impacto Ambiental :

O FLUORENE R2 é um marcador para fase aquosa e alguns copostos polares. As quantidades recomendadas são muito pequenas, da ordem de 50 partes por milhão (ppm).

O produto tem como base agentes corantes de base orgânica e de caráter não-iônico, que apresentam biodegradabilidade aceitável, não é tóxicos para o meio nas concentrações recomendadas. Testes de toxicidade aguda com algumas culturas, do tipo Mysidium graciele DANA, não apresentaram efeitos tóxicos em águas com elevada salinidade.

Tel./Fax : (21) 2462-5056 – (21) 2467-4747 www.nicho.ind.br
e-mail : nicho@nicho.ind.br

Figura 2.4-22: Informações técnicas do Fluorene R2.

FICHA DE SEGURANÇA	
Seção I : Nome e Fabricante	
Fluorene R2	
NICHO Tecnologia Ltda. Est. Do Galeão, 634 s/205 Ilha do Governador CEP:21940-290 Rio de Janeiro – RJ Brasil	Tel.: (021) 2462-5056 Tel.: (021) 2467-4747 Fax : (021) 2462-5056 http://www.nichoandbr e-mail : nicho@nicho.ind.br
Seção II : Produtos Perigosos	
Este Produto é inflamável	
Seção III : Propriedades	
Estado : Líquido	Ponto de Ebulição : 90 °C
Cor : Vermelho	Viscosidade : 7,2 cp
Solúvel em água e álcool	Densidade : 0,99 g/cc
Caráter : Não iônico	PH : 6 a 8
Seção IV : Fogo ou Explosão	
PRODUTO INFLAMAVEL PODE INFLAMAR COM CALOR, FAGULHA OU CHAMA Armazenar em Lugar Fresco Método de Extinção de Fogo : Pó Químico, SECO Substancias Perigosas Produzidas pela Combustão : Monóxido de carbono, fumaça, etc.	
Seção V : Reatividade	
Estabilidade : O produto é estável em condições ambientais normais ; Incompatibilidade : Evitar contato do produto com ácidos minerais, alcalis, ácidos orgânicos e aminas de baixo peso molecular ; Decomposição : Quando aquecido acima de 300 °C há liberação de Monóxido e dióxido de carbono ; Polimerização perigosa : Não acontece.	
Seção VI : Precauções para o Manuseio e o Uso	
Derrame ou Vazamento : Minimize o Contato coma pele. Use os equipamentos de proteção adequados de acordo com as normas e regulamentos Precauções Para Manuseio e Armazenamento : Guarde em recipientes fechados. Não armazenas próximo ao calor, chama ou outro composto que apresente incompatibilidade	
Seção VII : Precauções para a Saúde	
Evitar : Inalação, contato com a pele ou ingestão Perigo : Contato com os olhos ou pele pode causar irritação forte. Se ingerido pode causar distúrbios gástricos. Se inalado pode causar irritação ou dificuldades respiratórias. Emergência e Primeiros Socorros : Lave os olhos com água em abundância por pelo menos 15 minutos ou até que todo produto seja removido. Lave a pele afetada com água e sabão. Se a irritação persistir consulte um médico	
Seção VIII : Informações para Proteção na Indústria	
Use o material e/ou equipamentos de segurança : Roupa de PVC, capacete de proteção, luva PVC, bota de borracha, mascara facial com filtro combinado para vapores orgânicos. Em caso de envolvimento com fogo use vestuário apropriado e completo para combate-lo. Evitar contato com os olhos e pele, não inalar, não ingerir, não fume próximo ao produto. Obs.: As prescrições legais e de higiene de trabalho em vigor devem ser respeitadas. As indicações acima baseiam-se no estado atual de nossos conhecimentos. As mesmas apresentam o estado de investigação referente aos nossos produtos, sem compromisso de nossa parte.	

Figura 2.4-23: Ficha de segurança do Fluorene R2.

NICHO Tecnologia Est. do Galeão, 634 s/205 Ilha do Governador CEP:21940-290 Rio de Janeiro – RJ Brasil Tel.: (021) 2462-5056 http://www.nicho.tn.br e-mail : nicho@nicho.tn.br	FICHA DE EMERGÊNCIA		Numero de Risco : 30
	Nome do produto apropriado para embarque : <u>Tracador Químico Hidrofílico</u>		Numero da ONU : 1263
	Nome Comercial Fluorene R2		Classe ou Subclasse De risco : 3 Descrição da classe ou subclasse de risco : INFLAMÁVEL
ASPECTO :	LÍQUIDO VERMELHO – SOLÚVEL EM ÁGUA		
EPI :	Roupa de PVC, capacete de proteção, luva PVC, bota de borracha, mascara facial com filtro combinado para vapores orgânicos. Em caso de envolvimento com fogo use vestuário apropriado e completo para combate-lo.		
RISCOS			
FOGO : PRODUTO INFLAMÁVEL EM CONTATO DIRETO COM FONTE DE IGNIÇÃO OU AQUECIMENTO PODE EXPLODIR COM O CALOR DO FOGO			
SAUDE : IRRITA A PELE, OS OLHOS E VIAS AÉREAS SUPERIORES. INALAÇÃO PROLONGADA PODE CAUSAR DOR DE CABEÇA, NÁUSEA, ALUCINAÇÕES VISUAIS, EMBRIAGUEZ E PERDA DE CONSCIENCIA.			
MEIO AMBIENTE : CONTAMINA CURSOS D'ÁGUA TORNANDO-OS IMPRÓRIOS PARA USO EM QUALQUER FINALIDADE, PODENDO VIR A DESTRUIR A FAUNA E A FLORA DO LOCAL DO DERRAME. O ESCOAMENTO PARA REDE DE ESGOTO PODE CRIAR RISCO DE FOGO OU EXPLOÇÃO.			
EM CASO DE ACIDENTE			
VAZAMENTO	<ul style="list-style-type: none"> • AFASTE O VEICULO DA RODOVIA E DESLIGUE O MOTOR • NÃO FUMAR E EVITAR FONTES DE IGNIÇÃO (FAISCA, CHAMA) NA ÁREA • ISOLE E SINALIZE O LOCAL. AFASTE OS CURIOSOS • TENTE PARAR O VAZAMENTO, USANDO EPI E EVITANDO O CONTATO COM O PRODUTO • AVISE A POLICIA RODOVIARIA, CORPO DE BOMBEIROS, DEFESA CIVIL, EMPRESA TRANSPORTADORA E ORGÃO DE MEIO AMBIENTE • USE NEBLINA D'ÁGUA PARA DISSIPAR O FOGO • SE IMPOSSÍVEL CONTER O VAZAMENTO TRANSFERIR O MAIOR VOLUME PARA OUTRO VEÍCULO 		
FOGO	<ul style="list-style-type: none"> • USAR EXTINTORES DE PÓ QUÍMICO, CO² OU ESPUMA PARA HIDROCARBONETO • USE ÁGUA NA FORMA DE NEBLINA PARA RESFRIAR LATERALMENTE OS RECIPIENTES EXPOSTOS AO FOGO 		
POLUIÇÃO	<ul style="list-style-type: none"> • TENTE CONTER O LIQUIDO EVITANDO ESCOAMENTO PARA CURSOS D'ÁGUA E ESGOTOS • ABSORVA O PRODUTO EM TERRA E TRANSFIRA PARA UMA CAÇAMBA • REMOVA PARA ÁREA ABERTA E SEGURA PARA QUE A EVAPORAÇÃO SE REALIZE • AVISE AO ORGÃO DE MEIO AMBIENTE 		
PRIMEIROS SOCORROS	<ul style="list-style-type: none"> • LEVAR A VITIMA PARA UM LOCAL BASTANTE AREJADO • SE A VITIMA NÃO ESTA RESPIRANDO, FAZER RESPIRAÇÃO ARTIFICIAL • LAVAR OS OLHOS E OUTRAS PARTES ATINGIDAS COM BASTANTE AGUA • REMOVER ROUPAS CONTAMINADAS COM O PRODUTO • EM CASO DE INGESTÃO NÃO PROVOCAR VOMITOS. SE A VITIMA ESTIVER CONSCIENTE FAZER INGERIR AGUA 		
INFORMAÇÕES AO MÉDICO	<ul style="list-style-type: none"> • TRATAMENTO SINTOMÁTICO 		
FABRICANTE : NICHO Tecnologia Ltda.			

Figura 2.4-24: Ficha de emergência do Fluorene R2.

F) A CURVA PREVISTA PARA A PRODUÇÃO DE ÓLEO, ÁGUA E GÁS, DURANTE A EXPLOTAÇÃO DO RESERVATÓRIO

Apresenta-se na Tabela 2.4-12 os indicadores de produção diária de óleo (em m³), gás e água de produção previstos para a Fase 1 de desenvolvimento do campo de Jubarte. As Figuras 2.4-25 e 2.4-26 apresentam estas curvas de produção na forma de gráficos.

Tabela 2.4-12: Indicadores de produção para a Fase 1 do campo de Jubarte.

DATA	Q _o (vazão de óleo) (m ³ /d)	Q _{gas} (vazão de gás) (Mil m ³ /d)	Q _w (vazão de água) (m ³ /d)
30/09/04	2518,23	138,50	466,02
31/12/04	2206,99	121,38	585,96
31/03/05	2025,21	111,39	696,95
30/06/05	1824,88	100,37	794,30
09/08/05	1651,26	90,82	782,27
31/08/05	4419,23	243,06	791,38
08/09/05	4395,07	241,73	800,83
30/09/05	8132,22	447,27	812,97
05/10/05	8066,93	443,68	819,82
24/10/05	8672,97	477,01	830,52
31/12/05	7956,70	437,62	628,30
31/03/06	7937,73	436,58	647,27
30/06/06	7898,57	434,42	686,43
30/09/06	7763,64	427,00	821,36
31/12/06	7520,65	413,64	1064,35
31/03/07	7209,09	396,50	1375,91
30/06/07	6844,47	376,45	1740,53
30/09/07	6468,17	355,75	2116,83
30/12/07	6108,71	335,98	2476,29
31/12/07	6081,50	334,48	2503,25
31/03/08	5823,60	320,30	2761,40
30/06/08	5495,96	302,28	3089,04
30/09/08	5271,99	289,96	3313,01
31/12/08	5012,72	275,70	3572,28
31/03/09	4836,80	266,02	3748,20
15/06/09	4652,03	255,86	3932,98
23/06/09	4629,88	254,64	3955,13
01/07/09	4610,50	253,58	3974,47
09/07/09	4592,00	252,56	3992,94
17/07/09	4574,38	251,59	4010,72
25/07/09	4557,00	250,64	4027,97
02/08/09	4540,25	249,71	4044,69
10/08/09	4523,00	248,77	4062,03
18/08/09	4501,50	247,58	4083,56
26/08/09	4477,88	246,28	4107,09
03/09/09	4451,63	244,84	4133,34
11/09/09	4423,25	243,28	4161,78
19/09/09	4392,50	241,59	4192,44
27/09/09	4360,50	239,83	4224,50
05/10/09	4328,88	238,09	4256,16
13/10/09	4296,13	236,29	4288,84
21/10/09	4260,88	234,35	4324,13
27/10/09	4234,50	232,90	4350,58

Tabela 2.4-12: Indicadores de produção para a Fase 1 do campo de Jubarte.

DATA	Q _o (vazão de óleo) (m ³ /d)	Q _{gas} (vazão de gás) (Mil m ³ /d)	Q _w (vazão de água) (m ³ /d)
29/10/09	3728,00	205,04	3945,50
06/11/09	3695,50	203,25	3959,81
14/11/09	3658,50	201,22	3983,41
21/11/09	3629,14	199,60	4006,00
22/11/09	2615,00	143,83	3420,75
23/11/09	2612,00	143,66	3424,25
30/11/09	2596,71	142,82	3440,54
16/12/09	2542,56	139,84	3489,73
18/12/09	988,00	54,34	1530,50
30/12/09	972,42	53,48	1539,19
10/01/10	952,55	52,39	1552,84

Obs: Média anual da previsão de produção de líquido e gás para a Fase I obtida através da simulação de fluxo.

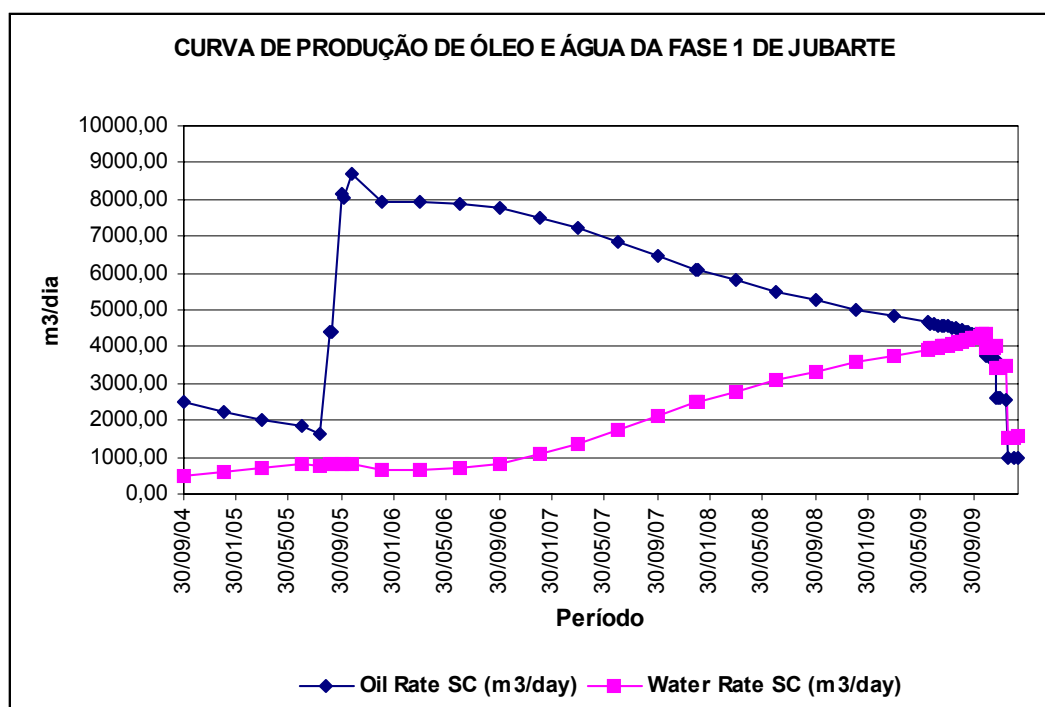


Figura 2.4-25: Curva de produção de óleo e água para a Fase 1 do campo de Jubarte

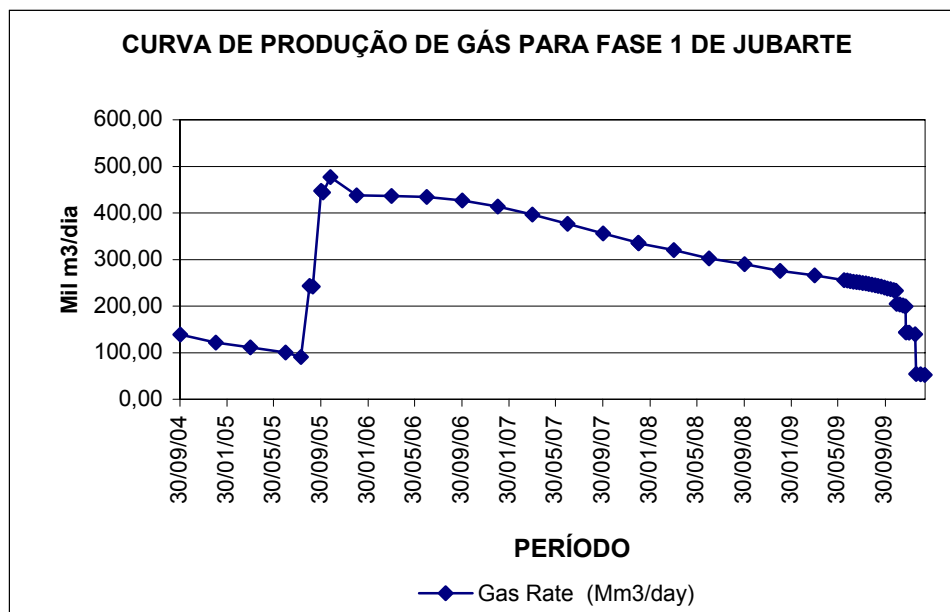


Figura 2.4-26: Curva de produção de gás para a Fase 1 do campo de Jubarte.

G) A CARACTERIZAÇÃO QUÍMICA, FÍSICO-QUÍMICA E TOXICOLÓGICA (TESTES AGUDO E CRÔNICO PARA *MYSIDOPSIS JUNIAE* E *LYTECHINUS VARIEGATUS* RESPECTIVAMENTE, INFORMANDO OS DIFERENTES FATORES DE DILUIÇÃO), PARA AS SUBSTÂNCIAS PASSÍVEIS DE DESCARGA, TAIS COMO: (I) ÁGUA PRODUZIDA, (II) ÓLEO PRODUZIDO, (III) ADITIVOS QUÍMICOS DOS TESTES DE ESTANQUEIDADE E DA ÁGUA PRODUZIDA (EX.: BIOCIDAS, ANTICORROSIVOS ETC)

Apresenta-se neste item a caracterização toxicológica, através de testes agudo e crônico para *Mysidopsis Juniae* e *Lytechinus Variegatus*, respectivamente, realizados por laboratórios especializados.

Foram utilizadas amostras do produto Fluorene R2, que poderá vir a ser utilizado nos testes de estanqueidade das linhas de produção, e do petróleo proveniente do poço ESS-100, no campo de Jubarte, próximo ao poço ESS-110 HPA, que atualmente se encontra produzindo petróleo através da unidade FPSO Seillean.

Para a água de produção, a ser descartada quando do início da produção da Fase I de Jubarte, pode-se afirmar que até o momento não há produção de água da formação a partir do poço produtor ESS-110 HPA, o que impede a realização das análises solicitadas neste item do Termo de Referência. Tão logo se inicie a separação e descarte da água de produção, a Petrobras irá realizar os testes agudo e crônico para *Mysidopsis Juniae* e *Lytechinus Variegatus*, encaminhando seus resultados ao IBAMA.

Embora o petróleo não se caracterize como um produto que venha a ser descartado durante as atividades, a ocorrência de vazamentos para o ambiente marinho durante a fase de produção poderá atingir algumas espécies da fauna.

A fluoresceína é um composto orgânico de caráter não iônico, solúvel em água, utilizado na composição de produtos usados como marcadores para fase aquosa, chamados Traçadores Quícos Hidrofílicos e como corante em medicamentos. Estes produtos marcadores tem sido amplamente utilizados na indústria do petróleo, para testes de hermeticidade de dutos, tanques de armazenamento e reservatórios.

O produto Fluorene R2 é composto de fluoresceína e é utilizado como traçador químico na composição de fluidos de testes hidrostáticos e de estanqueidade realizados em sistemas de dutos. Para a avaliação da toxicidade deste produto foram empregados os organismos *Mysidopsis Juniae* e *Lytechinus Variegatus*, que funcionaram como organismos-teste, com a finalidade de reunir uma gama de dados ecotoxicológicos.

Os testes de toxicidade estimam os efeitos tóxicos de amostras de águas, efluentes, produtos formulados, substâncias puras, solos e sedimentos, sobre organismos vivos. Estes testes consistem na exposição de organismos vivos a diferentes concentrações da amostra, sob condições de laboratório, controladas específicas para cada espécie.

Os efeitos sobre os organismos vivos incluem ações sinérgicas, antagônicas e aditivas de todos os componentes físicos, químicos e biológicos que compõem a amostra. Os efeitos observados no teste diferem para cada sistema-teste e podem estar baseados na mortalidade ou efeitos adversos sobre o comportamento ou metabolismo. A sensibilidade na detecção da toxicidade de uma amostra depende do organismo-teste e do sistema-teste empregado.

Os testes de toxicidade aguda expressam o efeito de uma amostra sobre uma fase curta no ciclo de vida do organismo-teste, enquanto teste de toxicidade crônica expressam o efeito de uma amostra sobre o organismo durante seu ciclo de vida ou uma parte importante dele.

Os resultados de testes de toxicidade aguda são expressos como CL50 ou CE50, que é a concentração que causou efeito letal, ou efeito adverso, respectivamente, para 50 % dos organismos expostos à amostra. Testes de toxicidade crônica são expressos em CENO, que corresponde a maior concentração testada onde não foi observado efeito adverso. Desta forma, a toxicidade de uma amostra é inversamente proporcional ao valor de CE50, CL50 ou CENO, ou seja, quanto menor o valor da CE50, CL50 ou CENO mais tóxica é a amostra.

O controle do teste é feito mantendo-se um grupo de organismos sob as mesmas condições daqueles expostas à amostra, mas apenas com água isenta de qualquer contaminante. Além disso, cada teste ou lote de testes deve ser acompanhado de um teste de sensibilidade com uma substância de referência padrão, que tem sua toxicidade conhecida, para verificar se os organismos estão respondendo dentro da faixa de sensibilidade previamente estabelecida para as condições de laboratório.

São consideradas tóxicas amostras que, diluídas ou não, causam efeitos em 50% dos organismos-teste em qualquer concentração. Amostras não diluídas, ou seja, na concentração 100%, que causam efeitos aos organismos-teste inferior a 50% e superior ao limite de aceitação para o controle são

classificadas como amostras com indícios de toxicidade. São consideradas não tóxicas amostras que, sem qualquer diluição, ou seja, na concentração 100% não apresentam efeitos adversos superior ao limite de aceitação para controle.

Os resultados dos testes de toxicidade do Fluorene R2 indicaram a existência de toxicidade aguda para o organismo *Mysidopsis Juniae*, cuja CL50 96h foi de 705,08 ppm. No teste com embriões de *Lytechinus Variegatus* foram observados efeitos de toxicidade crônica na concentração de 300 ppm de Fluorene R2 e não foram mais observados efeitos significativos na concentração de 200 ppm.

Deve ser destacado que o efeito observado para *Lytechinus Variegatus* se deu em uma concentração de 300 ppm, e a CL50 para *Mysidopsis Juniae*, em uma concentração de 705,08 ppm, correspondem a concentrações muito superiores aquela utilizada na composição do fluido de preenchimento do duto, cuja concentração será de 50 ppm, conforme dosagem recomendada nas Informações Técnicas do Fluorene R2. Desta forma, pode-se concluir que a concentração de uso do Fluorene R2 é seis vezes inferior aquela em que foram observados efeitos tóxicos para *Lytechinus Variegatus* e cerca de 14 vezes inferior para *Mysidopsis Juniae*.

Portanto o Fluorene R2 apresentou uma baixa toxicidade para os organismos avaliados e, caso o mesmo venha a ser utilizado no empreendimento, não são esperados efeitos adversos em decorrência do produto para a biota analisada, nas concentrações em que este produto é usado como traçador no fluido de preenchimento para testes de tubulação.

Os laudos técnicos completos dos laboratórios contendo os resultados dos testes e análises realizadas com o óleo do poço ESS 100 e com o produto Fluorene R2 são apresentados no item I deste documento.

H) A CARACTERIZAÇÃO QUALITATIVA E QUANTITATIVA DA ÁGUA PRODUZIDA (CASO JÁ SE DISPONHA DE INFORMAÇÕES SOBRE O RESERVATÓRIO), DEVERÁ CONTEMPLAR, NO MÍNIMO, OS SEGUINTE PARÂMETROS: (I) SÓLIDOS TOTAIS, (II) HIDROCARBONETOS TOTAIS DE PETRÓLEO (HTP), (III) HIDROCARBONETOS POLIAROMÁTICOS (HPA), (IV) BTEX (BENZENO, TOLUENO, ETILBENZENO E XILENO), (V) METAIS PESADOS (CD, CR, CU, NI, AS, FE, HG, PB, ZN E V), OXIGÊNIO DISSOLVIDO, SALINIDADE, FENÓIS, SULFETOS, CARBONO ORGÂNICO TOTAL E DENSIDADE

Até o momento não há produção de água da formação a partir do poço produtor ESS-110 HPA, o que impede a realização das análises solicitadas neste Termo de Referência. As propriedades da água da formação que estão disponíveis advêm das amostras coletadas a partir de testes de formação à cabo (RFT) do poço 3-ESS-112-ESS, quando de sua perfuração, e estão listadas na Tabela 2.4-13. A partir do início da separação da água de produção para descarte a Petrobras estará realizando as análises para os parâmetros solicitados no Termo de Referência e encaminhando os resultados ao IBAMA.

Tabela 2.4-13: Caracterização total da água de formação.

Profundidade da Amostra	PH	Salinidade Total (mg/L)	Bicarbonato (mg/L)	Acetato (mg/L)	Formiato (mg/L)	Bromo (mg/L)	Sulfato (mg/L)	Cloreto (mg/L)	Cátions (mg/L)
2902,3m	6,2	136785	99	107	23	117	7	82900	Na – 33320 Mg – 750 Ca – 3460 Ba – 120 Sr – 370 K – 2680 Fe – 14
2902,3m	6,1	136290	91	109	24	115	7	82600	Na – 37060 Mg – 840 Ca – 3840 Ba – 135 Sr – 414 K – 3030 Fe – 9
2902,3m	6,2	136125	97	112	23	15	45	82500	Na – 36780 Mg – 840 Ca – 3820 Ba – 130 Sr – 410 K – 2980 Fe – 13

Análise da água da formação coletada a partir de teste de formação a cabo (RFT) no poço 3-ESS-112-ESS

* Teor de bicarbonato reportado sem a contribuição do acetato.

Obs.: Amostra em triplicata

I) OS LAUDOS TÉCNICOS COMPLETOS DE TODAS AS ANÁLISES REALIZADAS, INDICANDO, DENTRE OUTROS PARÂMETROS, OS MÉTODOS ANALÍTICOS, AS METODOLOGIAS DE COLETA DAS AMOSTRAS, OS LIMITES DE DETECÇÃO E A SIGNIFICÂNCIA DOS RESULTADOS OBTIDOS

Apresenta-se neste item, que se encontra no **Anexo II**, os laudos técnicos completos dos laboratórios contendo os resultados dos testes e análises realizadas com o óleo do poço ESS 100 e com o produto Fluorene R2.

Os resultados apresentam as metodologias, as condições de teste, os resultados e conclusões de cada teste realizado.

Para controle do CENPES, responsável pela solicitação dos testes e encaminhamento da amostra de óleo ao laboratório Labtox – Tecnologia Ambiental, da Fundação BIO-RIO da Universidade Federal do Rio de Janeiro, as amostras deram entrada no laboratório com os seguintes códigos de identificação:

PRODUTO	CÓDIGO DA AMOSTRA
Fluorene R2	Let 2364
Óleo do Poço ESS-100	Let 2425

J) CARACTERIZAR AS EMISSÕES DECORRENTES DA OPERAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO. DEVERÃO SER APRESENTADAS ESTIMATIVAS DESSAS EMISSÕES, DE FORMA QUALITATIVA PARA AS EMISSÕES GASOSAS, E QUANTITATIVA PARA OS DEMAIS EFLUENTES (ÁGUAS DE PRODUÇÃO, EFLUENTES SANITÁRIOS, ENTRE OUTROS) E RESÍDUOS, DESCRIVENDO, TAMBÉM, A FORMA DE SUA DISPOSIÇÃO NA(S) UNIDADE(S)

Apresenta-se a seguir as estimativas qualitativas para as emissões gasosas e quantitativas para os demais efluentes (água de produção e efluentes sanitários), bem como para os resíduos a serem gerados pelas atividades no campo de Jubarte.

J.1) EMISSÕES ATMOSFÉRICAS DECORRENTES DA QUEIMA DOS GASES

O gás produzido terá uma parte consumida internamente nos equipamentos da unidade, como os turbo geradores. O excedente do gás produzido será queimado na tocha do *flare*, uma vez que não existirá linha de escoamento para o continente. Além destas emissões no *flare* da unidade, outras emissões estão previstas para ocorrerem em função das atividades na plataforma P-34, nas quais serão geradas emissões decorrentes da queima dos gases a partir de fontes diversas, conforme especificado a seguir.

- **Emissões de Descarga de Motores de Combustão Interna:** São emitidos gases provenientes do funcionamento dos motores e turbinas que utilizam gás combustível e óleo diesel. As emissões resultantes destes equipamentos são decorrentes da combinação da combustão desses combustíveis. As emissões características para estes tipos de mistura são CO₂, NO_x, CO, hidrocarbonetos parcialmente oxidados, traços de SO₂ e alguns carbonilados minoritários como aldeídos e cetonas.
- **Emissão do Sistema de Gás Combustível:** O sistema de gás combustível poderá liberar gás natural em reduzidos volumes, por ocasião de despressurizações em emergências ou mesmo para manutenção. A liberação em operação normal para purga do sistema pode ser considerada irrelevante. Quanto à qualidade, estas emissões se caracterizam por serem hidrocarbonetos, cujo componente principal é o metano.
- **Emissão do Sistema de Queima no Flare:** A queima de gás no *flare* de unidades produtoras de hidrocarbonetos consiste em medida de segurança do processo, sendo a vazão mínima de gás para alimentação da tocha da P-34, mantendo-a acesa, é de 2.000 m³/dia. O gás produzido na Plataforma P-34, equivalente a um volume médio anual máximo de 430.000 m³/dia, será em parte consumido internamente, como gás combustível, enquanto o restante será encaminhado e queimado no *flare* da unidade. Basicamente CO₂ e NO₂ serão emitidos pelo sistema de chamas piloto devido às características de queima completa e com excesso de ar. Os medidores do *Flare* de Alta e do *Flare* de Baixa são da marca Fluenta, modelo *Flare Gas Meter* FGM 130.

A Petrobras irá implantar um programa de controle das emissões atmosféricas de forma a melhor identificar e avaliar o impacto atmosférico associado à queima do gás.

J.2) EFLUENTES LÍQUIDOS

Durante a operação da P-34 estima-se que serão gerados diversos tipos de efluentes líquidos, podendo-se destacar os efluentes sanitários, os efluentes de água de produção, efluentes do sistema de drenagem e lavagem dos tanques de óleo, água salgada utilizada no resfriamento de equipamentos.

EFLUENTES SANITÁRIOS

A unidade P-34 possui capacidade para alojar 90 pessoas a bordo, distribuídas em alojamentos individuais, duplos ou quádruplos, todos com banheiro, contendo chuveiro, vaso sanitário e pia. Os efluentes sanitários são direcionados para a UTE (Unidade de Tratamento de Esgoto) e após tratamento nesta unidade são descartados para o costado.

Quanto aos volumes diários a serem gerados, considerou-se para o cálculo a população embarcada na unidade, de 90 pessoas, e uma taxa de geração de esgoto de 200 l/pessoa/dia. Desta forma os volumes esperados são de 18 m³/dia.

Com relação a forma de sua disposição na unidade pode-se dizer que estes efluentes, após tratados não permanecem na unidade, sendo imediatamente descartados.

Os resíduos orgânicos da cozinha são encaminhados para o triturador de alimentos antes de serem descartados para o ambiente marinho.

ÁGUA DE PRODUÇÃO

Estima-se que a produção de água no campo de Jubarte deverá atingir na fase final da produção da Fase 1, quando o BSW apresentará seu maior valor, uma vazão de aproximadamente 6.200 m³/dia.

Esta água de produção será descartada na superfície oceânica, em fluxo contínuo após o tratamento, não permanecendo na unidade.

ÁGUA DO SISTEMA DE DRENAGEM

As águas servidas que são geradas na unidade correspondem às águas de lavagem da planta industrial, da área de armazenamento de insumos combustíveis e do setor de lavagem de peças e equipamentos, associados ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos.

Toda esta água que pode vir a ser contaminada por óleos e graxas é coletada por drenos e sistemas de bandejamento, e posteriormente estocadas em tanques de *slop*, sendo este volume bombeado para o tanque de *slop* do aliviador quando em operação de *offloading*.

ÁGUA SALGADA DE RESFRIAMENTO

A capacidade de vazão das bombas de captação da água salgada do oceano a ser utilizada no resfriamento dos equipamentos da planta de processo, sistemas de utilidades e produtos, corresponde a 2.000 m³/h. Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente a este volume de captação. Ressalta-se que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não se contaminando com qualquer tipo de produto, mas apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água não será superior a 40°C.

J.3) RESÍDUOS SÓLIDOS

A UN-ES possui um Plano Diretor de Resíduos para todos os resíduos gerados nas unidades que operam em sua jurisdição, onde encontram-se descritos todos os procedimentos e orientações a serem adotados para o registro, classificação, coleta, quantificação, armazenamento temporário e disposição final.

O Plano Diretor de Resíduos da UN-ES apresenta uma divisão e classificação dos resíduos gerados em oito grupos diferentes, onde cada grupo possui formas específicas de armazenamento temporário, tratamento e disposição final. Este Plano Diretor encontra-se no **Anexo III**, deste documento.

Na unidade de produção FPSO P-34 será procedida a coleta seletiva de resíduos, os quais serão separados, embalados e armazenados em caçambas da empresa Vitória Ambiental, sendo a seguir, enviados para terra. O desembarque dos resíduos se dará na Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), em Vila Velha, de onde os mesmos serão encaminhados às suas áreas de armazenamento temporário, já segregados e identificados, facilitando a disposição final, tratamento ou o encaminhamento para reciclagem.

O gerenciamento de resíduos na plataforma atenderá ao preconizado nas Resoluções CONAMA 06/88 e 313/02, bem como aos princípios estabelecidos nas atuais NORMAM's, que substituíram a Portomarinst 32-02, especificamente a NORMAM 07, Capítulo 2, Seção III, que trata da poluição no mar.

Os resíduos que saírem do porto da CPVV para serem alienados, reciclados por terceiros ou dispostos em aterro sanitário ou industrial, também seguem acompanhados de uma Ficha de Registro de Transporte de Resíduos, onde, além da sua respectiva caracterização e volume, constam o gerador, o transportador e o receptor do resíduo.

Cada resíduo, em função de suas particularidades, terá um armazenamento ou disposição final específicos. Para isso serão utilizadas as estruturas existentes no âmbito da UN-ES, onde já existem áreas específicas para armazenamento de resíduos.

Com relação à disposição em aterros industriais, a Petrobras UN-ES vem utilizando-se do aterro da empresa Vitória Ambiental, localizada no município de Serra, na região da Grande Vitória. Este aterro encontra-se devidamente licenciado no órgão ambiental estadual (SEAMA) e sua licença, assim como as demais licenças ambientais da empresa Vitória Ambiental, consta do **Anexo IV** deste documento, juntamente com a licença ambiental da empresa Apliquim. A Tabela 2.4-14, a seguir, relaciona as licenças ambientais da Vitória Ambiental.

Tabela 2.4-14: Relação de Licenças Ambientais da Vitória Ambiental.

ATIVIDADE LICENCIADA	TIPO DE LICENÇA	NÚMERO DA LICENÇA	EMISSOR DA LICENÇA
Armazenamento de Resíduos Oleosos	Licença de Operação (LO)	LO N° 292/2000	SEAMA/IEMA
Sistema de Tratamento de Borra Oleosa	Licença de Instalação (LI)	LI N° 004/2002	SEAMA/IEMA
Sistema de Tratamento de Borra Oleosa	Licença de Operação (LO)	LO N° 022/2003	IEMA
Coleta e Transporte de Resíduos Industriais	Licença de Operação (LO)	LO N° 180/2000	SEAMA/IEMA
Aterro Industrial (1ª Etapa)	Licença de Operação (LO)	LO N° 190/2000	SEAMA/IEMA
Ampliação para Armazenamento de Resíduos Oleosos	Licença de Operação (LO)	LO N° 016/2003	IEMA
Transporte e Armazenamento de até 2500 t de Resíduos Industriais no estado do Rio de Janeiro	Licença de Operação (LO)	LO N° FE002764	FEEMA

Para a unidade P-34 prevêm-se praticamente os mesmos tipos de resíduos a serem gerados nas diversas outras unidades de produção instaladas na Bacia de Campos, diferenciando-se principalmente nas formas e locais de armazenamento temporário e disposição final, uma vez que serão gerenciados pela Unidade de Negócios do Espírito Santo (UN-ES).

A Tabela 2.4-15 apresenta os principais tipos de resíduos a serem gerados na unidade P-34, sua classificação conforme a NBR 10.004, o local de geração, o quantitativo gerado, o tipo de armazenamento temporário aplicado e a sua destinação final.

Tabela 2.4-15: Resíduos a serem gerados na unidade P-34.

RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO NBR 10004	LOCAL DE GERAÇÃO	TAXA DE GERAÇÃO	FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE	DISPOSIÇÃO
Baterias industriais	Classe I	Sistema de Utilidades e manutenção elétrica	40 kg/Mês	Tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos com sacos plásticos de alta resistência	Reciclagem
Bombonas plásticas vazias	Classe II	Sistema de Utilidades	70 kg/Mês	Big-bags forrados com sacos plásticos de alta resistência	Retorno ao fabricante para reuso, reciclagem ou aterro industrial da Vitória Ambiental
Borras oleosas	Classe I	Manutenção mecânica Limpeza de tanques	4.800 kg/Mês	Tambores metálicos de fechamento hermético	Aterro industrial da Vitória Ambiental

Tabela 2.4-15: Resíduos a serem gerados na unidade P-34. Continuação

RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO NBR 10004	LOCAL DE GERAÇÃO	TAXA DE GERAÇÃO	FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE	DISPOSIÇÃO
Cartuchos de impressora/copiadora	Classe I	Escritórios Oficina elétrica Almoxarifado Sala de controle	30 kg/Mês	Saco plástico	Reciclagem
EPI's	Classe III	Todas as atividades da plataforma	2 kg/Semestre	Tambores metálicos, com tampas herméticas	Aterro industrial da Vitória Ambiental
Lâmpadas fluorescentes	Classe I	Sistema de utilidades Manutenção elétrica	34 unidades /Mês	Caixa de fibra de vidro compartimentada e com tampa	Reciclagem pela Apliquim
Cordas de sisal	Classe III	Sistema de utilidades e Heliponto	50 kg/Semestre	Big-bags	Aterro Industrial da Vitória Ambiental
Latas de alumínio	Classe III	Cozinha Refeitório Camarotes c/frigobar	100 kg/Mês	Coletados em coletores plásticos e desembarcados em tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos com sacos plásticos de alta resistência	Reciclagem
Lixo hospitalar	Classe I	Enfermaria	30 kg/Semestre	Coletados em recipientes de Coleta I (resíduo infectante) e II (medicamento fora de uso). Desembarcados em tambores metálicos, com tampas herméticas	Recolhido pela Vitória Ambiental e encaminhado para incineração
Madeira	Classe III	Sistema de utilidades; Cozinha	140 kg/Mês	Caçamba metálica	Reutilizada
Óleo lubrificante usado	Classe I	Manutenção mecânica	4.800 Litros/Mês	Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado	Indústria de re-refino
Resíduo orgânico de alimentação	Classe II	Cozinha/refeitório Paio de mantimentos Camarotes c/frigobar	3.060 kg/Mês	Recolhidos em latões e trituradas em partículas com tamanho inferior a 25mm	Lançados ao mar
Papel e papelão não contaminados	Classe III	Áreas diversas	400 kg/Mês	Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado	Reciclagem
Papel e papelão contaminados com óleo	Classe I	Áreas diversas e Sistema de utilidades	50 kg/Mês	Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado	Aterro industrial da Vitória Ambiental
Embalagens Plásticas em geral	Classe III	Sistema de utilidades Escritórios Camarotes Cozinha Refeitório Bebedouros	120 kg/Mês	Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado	Reuso ou Reciclagem
Resíduos contaminados com produtos químicos	Classe I	Laboratório químico Sacaria Paio de tintas	800 kg/Mês	Tambores metálicos, com tampas herméticas.	Aterro industrial da Vitória Ambiental

Tabela 2.4-15: Resíduos a serem gerados na unidade P-34. Continuação

RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO NBR 10004	LOCAL DE GERAÇÃO	TAXA DE GERAÇÃO	FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE	DISPOSIÇÃO
Resíduos contaminados com óleo/graxa	Classe I	Manutenção mecânica Manutenção elétrica Atividade de perfuração Gear house	800 kg/Mês	Tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos	Aterro industrial da Vitória Ambiental
Sucata elétrica	Classe III	Manutenção elétrica	150 kg/Semestre	Tambores metálicos, com tampas herméticas	Reciclagem ou aterro sanitário
Sucata metálica ferrosa e não ferrosa	Classe III	Áreas diversas	4.000 kg/Mês	Caçamba metálica ou Tambores metálicos, com tampas herméticas	Reciclado em usina siderúrgica
Vidro	Classe III	Cozinha Refeitório Paiol de mantimentos	100 kg/Mês	Coletados em coletores plásticos, revestidos com saco plástico e desembarcados em tambores metálicos, com tampas herméticas	Reciclagem
Lixo comum (domiciliar) Resíduos de varrição e toalhas de papel	Classe II	Sanitários e banheiros Áreas diversas	400Kg/Mês	Tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos com sacos plásticos de alta resistência	Aterro sanitário

K) DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA E DE PROTEÇÃO AMBIENTAL QUE EQUIPAM A UNIDADE DE PRODUÇÃO, E QUAISQUER OUTRAS (P.EX. UNIDADE DE LANÇAMENTO DE DUTOS), QUE ESTARÃO EM FUNCIONAMENTO DURANTE A ATIVIDADE (EXCETO BARCOS DE APOIO). DEVERÃO SER DESCRITOS: SISTEMA DE POSICIONAMENTO DINÂMICO E/OU DE ANCORAGEM, SISTEMA DE CONEXÃO COM AS LINHAS DE ESCOAMENTO, SISTEMAS DE DETECÇÃO DE VAZAMENTOS (GÁS, ÓLEO, DIESEL, ETC) E OS DISPOSITIVOS PARA CONTENÇÃO E BLOQUEIO DOS MESMOS, SISTEMAS DE MANUTENÇÃO, SISTEMA DE SEGURANÇA, SISTEMAS DE MEDIÇÃO E MONITORAMENTO, SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA DE EMERGÊNCIA DESTACANDO OS SUBSISTEMAS ATENDIDOS, SISTEMA DE COLETA, TRATAMENTO E DESCARTE DE FLUIDOS (ESGOTO, ÁGUAS E RESÍDUOS DE COZINHA, ÁGUA DE PRODUÇÃO, DRENAGEM DE CONVESES E ÁGUAS OLEOSAS, E O SISTEMA DE COLETA E DESTINAÇÃO DE ÓLEOS SUJOS), CARACTERIZAÇÃO E DISPOSIÇÃO DE REJEITOS

K.1) SISTEMA DE ANCORAGEM

A unidade de produção P-34 será instalada com sistema de ancoragem do tipo *Single Point Mooring*, no qual as linhas de ancoragem convergem para o FPSO através de um *turret* instalado em sua proa.

Entende-se que a configuração que atende os requisitos de disposição de equipamentos no fundo do mar é o sistema *Semi-taut*, composto por pontos de fixação no solo marinho com capacidade para suportar esforços verticais e cabos sintéticos.

Serão utilizadas âncoras do tipo VLA (*vertical load anchor*) ou estacas do tipo torpedo (a ser definido posteriormente no detalhamento do projeto de ancoragem), e prevê um raio de ancoragem de 1.700 metros. A Tabela 2.4-16 apresenta as coordenadas e profundidades de água para as âncoras da P-34.

Tabela 2.4-16: Coordenadas e profundidades de água para as âncoras da P-34.

ÂNCORA	COORD. L ESTE	COORD. NORTE	PDA(m)
1	396061	7648271	1374
2	394798	7647160	1350
3	393184	7647695	1335
4	392847	7649379	1303
5	394110	7650490	1336
6	395724	7649955	1370

K.2) SISTEMA DE CONEXÃO COM AS LINHAS DE ESCOAMENTO

As especificações das linhas e conectores de extremidade (*end-fittings*) a serem adotados nos *bundles* dos poços produtores do Campo de Jubarte são as seguintes:

LINHAS DE PRODUÇÃO DE 6" DO POÇO PARA O FPSO			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	RISER DE PRODUÇÃO DE 6"		
2	CONECTOR DE EXTREMIDADE (P-34/RISER)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-155
3	CONECTOR DE EXTREMIDADE (RISER/FLOW)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-156
4	FLOWLINE DE PRODUÇÃO DE 6"		
5	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/RISER)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-156
6	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-156
7	FLOWLINE DE PRODUÇÃO 6"		
8	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-156
9	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/ANM)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-156

LINHAS DE ANULAR (GÁS LIFT) DE 4" DO POÇO PARA O FPSO			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	RISER DE GÁS LIFT DE 4"		
2	CONECTOR DE EXTREMIDADE (P-34/RISER)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-155
3	CONECTOR DE EXTREMIDADE (RISER/FLOW)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-155
4	FLOWLINE DE GÁS LIFT DE 4"		
5	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/RISER)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-155
6	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-155
7	FLOWLINE DE GÁS LIFT 4"		
8	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-155
9	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/ANM)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS - 5.000psi - BX-155

LINHAS DE UMBILICAL HIDRÁULICO DO POÇO PARA O FPSO			
Item (Fig.1)	Descrição	Tipo	Especificação
1	UMBILICAL DE 12 FUNÇÕES + CE		
2	CONECTOR DE EXTREMIDADE (P-34/FLOW)	FLANGE	5 1/8" - API 6B - 2.000psi - Face Lisa
3	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	5 1/8" - API 6B - 2.000psi - Face Lisa
4	UMBILICAL DE 12 FUNÇÕES + CE		
5	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	5 1/8" - API 6B - 2.000psi - Face Lisa
6	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	5 1/8" - API 6B - 2.000psi - Face Lisa
7	UMBILICAL DE 12 FUNÇÕES + CE		
8	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	5 1/8" - API 6B - 2.000psi - Face Lisa
9	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/ANM)	FLANGE	5 1/8" - API 6B - 2.000psi - Face Lisa

K.3) SISTEMA DE SEGURANÇA E SISTEMAS DE DETECÇÃO DE VAZAMENTOS (GÁS, ÓLEO, DIESEL, ETC) E OS DISPOSITIVOS PARA CONTENÇÃO E BLOQUEIO DOS MESMOS

O sistema de segurança da unidade FPSO P-34 é composto de vários sistemas e subsistemas, compostos por unidades fixas e móveis de detecção e combate à incêndio, onde se destacam:

SISTEMA DE CO₂

As baterias de CO₂ estão locadas no compartimento de "Be á ré", na cozinha, a meia nau, próximo a entrada do bancacho, no TC, no MC, próximo ao *vacuum breaker*. Através botoeiras distribuídas pelos diversos pontos da embarcação, em caso de necessidade, este sistema pode ser acionado por operadores ou automaticamente, através de sensores de fumaça ou gás, e ainda pelo circuito de TV. O seu acionamento gera um alarme na estação ECOS, além do alarme de emergência em toda unidade. Uma vez confirmado pelo operador que no local não há pessoas, este é habilitado pela sala de controle o disparo do sistema de CO₂, realizando a lógica do PLC principal e inundando aquele compartimento.

REDE FUSÍVEL

Este sistema consiste em manter uma rede de tubo inox, de diâmetro de 3/8", pressurizado com ar, e com a presença de sensores ao longo de toda sua extensão. Uma vez rompidos estes sensores, pela presença de fogo, ocorre a atuação dos detectores de gás e/ou detectores de fogo, que despressuriza a rede, atuando na seqüência o pressostato que abrirá a válvula de dilúvio (ADV) para o local correspondente a ocorrência. Imediatamente tem-se a partida das bombas contra-incêndio, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência deste sistema é a planta de processo e área de produtos químicos.

Para as demais áreas do processo, *Turret e Flare*, o sistema de dilúvio é acionado por detectores de fogo e gás distribuídos nestes locais.

Neste sistema existem quatro bombas contra incêndio, todas acionadas por motor elétrico, sendo duas locadas na praça de máquinas e duas no compartimento de ré. A alimentação elétrica para os motores é fornecida pelos geradores principais ou pelos geradores de emergência.

ANEL DE INCÊNDIO

Este sistema é mantido pressurizado pela bomba *lift*, sendo alimentado pelas bombas contra incêndio e tem a sua abrangência ao longo de toda a embarcação. O acionamento se dá de forma manual pelo operador da área ou pelo automatismo definido pela lógica do PLC principal, após ocorrência da atuação de sensores de fogo ou gás.

LÍQUIDO GERADOR DE ESPUMA (LGE)

A unidade é dotada de dois vasos de LGE, sendo um para alimentar os canhões do heliponto e outro que abrange a área do convés principal e planta de processo. O sistema é acionado pela sala de controle, caso necessário, através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso, que se encontra pressurizado. O princípio de funcionamento do sistema se baseia no tubo *venturi* (tubo de arraste), que alimenta o canhão que fora acionado.

Além destes sistemas, têm-se ainda sistemas de bombonas portáteis instalados em pontos estratégicos. Este sistema consiste em mangotes com tubo pescador (mergulhados na bombona) e interligados com mangueiras, que em caso de emergência, podem ser utilizados, adaptando-os rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

QUANTIDADE E LOCALIZAÇÃO DOS SENSORES

A relação a seguir indica os locais atendidos por sensores de fogo ou gás na unidade P-34.

- **Turret:** 13 detectores de fogo (uv + ir) e 02 sensores de gás (catalítico);
- **Praça de máquinas e casa de bombas:** 08 detectores de fogo (uv + ir);
- **TC:** 02 detectores de fumaça, 02 termovelocimétricos (TV), 06 detectores de fogo (uv + ir), 06 detectores térmicos e 22 detectores de gás;
- **Planta de processo e convés:** 89 sensores de gás (catalítico);
- **Alojamentos:** 97 termovelocimétricos e 123 detectores de fumaça;

Além dos sensores e detectores acima relacionados tem-se ainda 01 medidor portátil para identificação de H₂S e 04 medidores multigás.

Entende-se também como parte do sistema de segurança da unidade os equipamentos de salvatagem, compostos pela seguinte relação:

- 2 baleeiras com capacidade para 90 pessoas cada, conforme Figura 2.4-27;
- 4 balsas-infláveis com capacidade agregada 80 pessoas;
- 2 balsas infláveis com capacidade para 6 pessoas;
- 1 bote de resgate com capacidade para 6 pessoas.



Figura 2.4-27: Imagem de uma das baleeiras da unidade P-34.

Da mesma forma, os equipamentos de telecomunicações, conforme relação a seguir, também compreende o sistema de segurança da unidade:

- Sistema Rádio Operacional: localizado na sala de Rádio/Telecom;
- Intercom – Sistema de Sonorização/Avisos/Alarmes: localizado na sala de Rádio/Telecom;
- Sistema Satélite: localizado na sala de Rádio/Telecom;
- Sistema Multiplex: localizado na sala de Rádio/Telecom;
- Sistema de Sonorização, Giro-bússula e TV: localizado na sala de Rádio/Telecom;
- Sistema de Telefonia (Central Telefônica e DGT – Distribuidor Geral Telefônico): localizado na sala de Rádio/Telecom;
- Sistema de Rede Local: localizado na sala de controle.

K.4) SISTEMAS DE MANUTENÇÃO

A unidade FPSO P-34 possui um padrão documentado contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

O objetivo principal do padrão existente consiste em orientar a atividade de manutenção desenvolvida no FPSO P-34, a sistemática de utilização do RAST e do Banco de Serviços Gerais, e ainda estabelecer critérios e definições para a criticidade de equipamentos, calibração de instrumentos, definir a periodicidade dos serviços de manutenção e o controle de LTM's (Lista de Tarefa de Manutenção) pendentes.

O RAST consiste em um aplicativo instalado em meio eletrônico para gerenciamento da Manutenção preventiva e preditiva empregado nas unidades da UN-RIO, agora em expansão para as outras Unidades de Negócios. A LTM - Lista de Tarefa de Manutenção, que corresponde ao conjunto de tarefas de manutenção aplicada a um equipamento ou sistema, é emitida e controlada pelo RAST.

A partir do levantamento de aspectos e impactos dos equipamentos foram definidos os sistemas críticos da P-34. Tem-se a seguir as orientações gerais para a definição da criticidade dos equipamentos da P-34:

- 1) Equipamento Crítico: Equipamento cujas falhas operacionais súbitas possam resultar impactos significativos para a Segurança, Meio Ambiente e Saúde.
- 2) Os sistemas e equipamentos que se enquadrem em determinadas orientações são classificados como críticos, independente de qualquer avaliação.
- 3) Caso o equipamento não se enquadre nas condições mencionadas acima, será considerada a pontuação final da planilha de criticidade de equipamento da P-34. Neste caso, será crítico aqueles que possuírem pontuação final maior ou igual a 8.

São classificados como instrumentos críticos aqueles instrumentos que pertencem ao sistema de segurança do FPSO P-34 e que ao ocorrer a sua atuação provocam a parada dos equipamentos da instalação. Estes instrumentos críticos operam a lógica de parada da unidade demonstrada nos seguintes eventos:

- **Shut down nível 1:** Parada de equipamentos
- **Shut down nível 2:** Parada dos processos onde estão associados os equipamentos
- **Shut down nível 3P:** Parada da Planta de processos de produção. (P = Parcial)
- **Shut down nível 3T:** Parada da Planta de processos da produção e dos Equipamentos/Processos da Praça de Máquinas (T = total).

Alem dos instrumentos enquadrados nesse critério, são classificados como críticos os instrumentos de controle e alarme dos seguintes sistemas:

- Instrumentos de nível da Casa de bombas,
- Praça de máquinas, espaços vazios,
- Turret,
- Cofferdams e sala de bombas de incêndio de emergência,
- Pressostatos de partida de bombas de incêndio e de rede de fusível plug

Além desses equipamentos, diversos outros instrumentos são relacionados como críticos na P-34.

Para cada instrumento relacionado como crítico o RAST está programado para emitir a LTM S3263TRI trimestral onde consta a listagem dos instrumentos e seus dados de calibração. A LTM mantém o registro da última calibração. Com o uso desse controle o Sufac programa o desembarque do instrumento observando o vencimento do certificados mantidos a bordo.

O laboratório de calibração emite os certificados de calibração, os quais são enviados para bordo junto com os instrumentos. Esses registros são arquivados na administração da P-34, Sala do SMS.

Alguns instrumentos são calibrados a bordo, como aqueles que medem pressão, nível, temperatura e vazão.

O RAST está programado para emitir a LTM por sistema. Neste documento estão relacionados os instrumentos da malha de medição, controle e proteção e abrange os sistemas críticos e não críticos da unidade.

K.5) SISTEMAS DE MEDIÇÃO E MONITORAMENTO

O sistema de medição da Plataforma será adequado para atender a portaria conjunta N° 1 ANP/INMETRO em sua totalidade, aplicando-se a medição fiscal, operacional e de apropriação de todos os fluidos produzidos, onde devido.

Para atendimento a estes aspectos legais a unidade já é dotada de um sistema de medição e monitoramento para os tanques de carga, onde se tem a medição de nível, através ultrassom (Fabricação Autrônica), sendo o seu monitoramento realizado pela sala de controle central através das estações de controle operação e supervisão (ECOS). Este sistema monitora também as pressões internas dos tanques. As medições, assim como os controles de pressão (*supply* e *exaustão*), são individuais.

Ainda como sistema de monitoramento, o projeto básico para adaptações da P-34 prevê a instalação de um sistema para monitorar o teor de óleo na água produzida, que após tratamento, será descartada para o mar. Para este descarte o teor de óleos e graxas não deve ser superior a 20 ppm, conforme Resolução CONAMA 20/86.

K.6) SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA DE EMERGÊNCIA DESTACANDO OS SUBSISTEMAS ATENDIDOS

Toda a energia a ser utilizada nas atividades da unidade P-34 será proveniente de geração própria, que possui como equipamentos que compõem os sistemas principal e auxiliar de geração de energia três motogeradores de 1,28 MW cada, e dois grupos geradores auxiliares de 0,4 MW cada. Para acionamento das duas bombas centrífugas submersas submarinas (BCSS), que serão testadas nesta fase de desenvolvimento do campo, está previsto a instalação de um sistema de geração de 2 MW, com tensão 5000 a 6000 volts.

Os dois grupos geradores auxiliares de 0,4 MW cada correspondem a geração de emergência, que opera a base de óleo diesel, e possui capacidade para alimentar os seguintes sistemas:

- Unidade Hidráulica;
- Retificadores;
- Turco do bote de resgate;
- Ventilador da Praça de Máquinas;
- Transferencia de serviços essenciais;
- Pré-aquecedor do gerador de emergência;
- Turcos das baleeiras;
- Equipamentos de mergulho;
- Ventiladores e Ar condicionado de emergência;
- Compressor de ar de partida “C”.

A Figura 2.4-28 apresenta um diagrama do sistema de geração de emergência da unidade P-34.

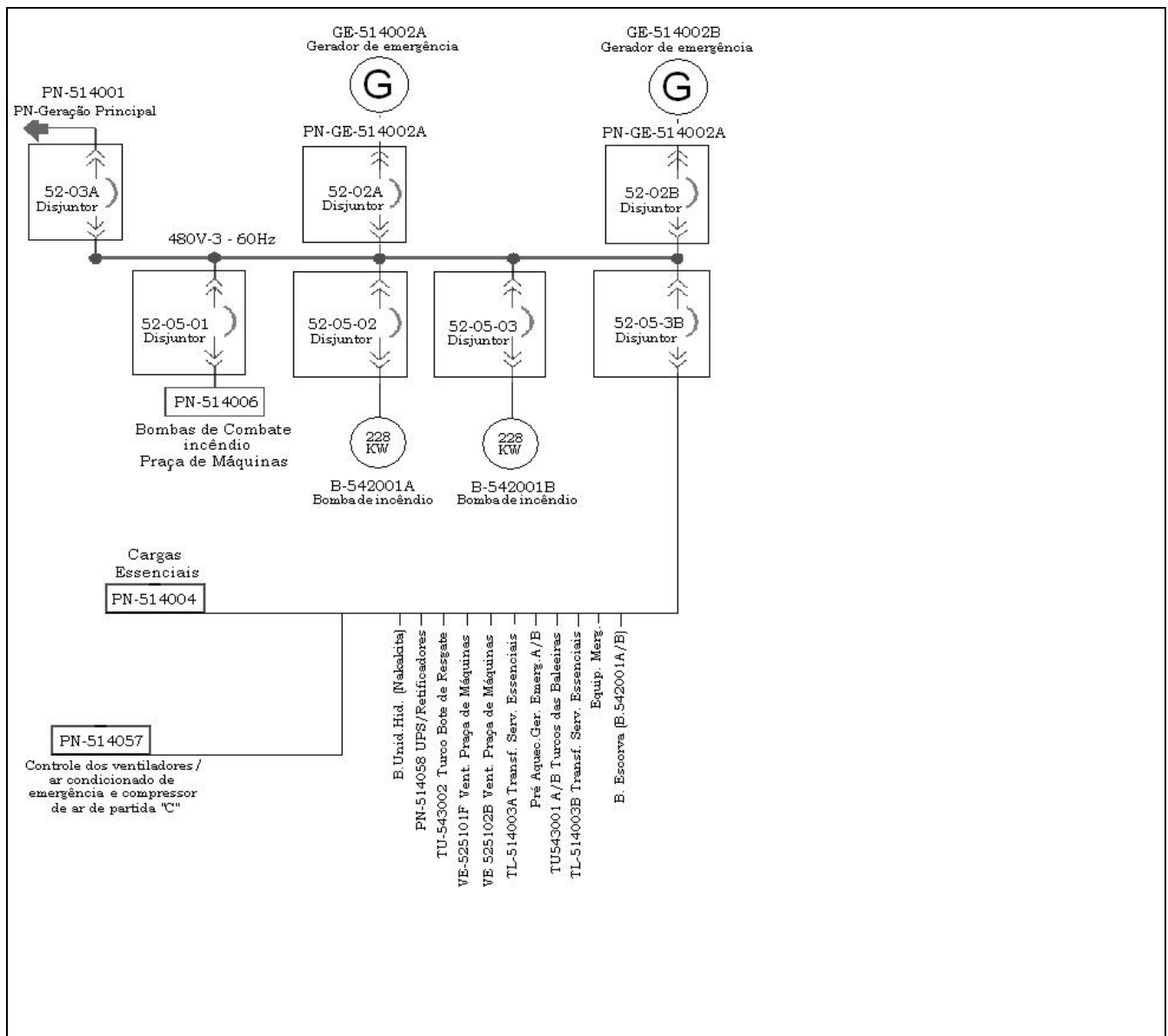


Figura 2.4-28: Diagrama do sistema de geração de emergência da unidade P-34.

K.7) SISTEMA DE COLETA, TRATAMENTO E DESCARTE DE FLUIDOS (ESGOTO, ÁGUAS E RESÍDUOS DE COZINHA, ÁGUA DE PRODUÇÃO, DRENAGEM DE CONVESES E ÁGUAS OLEOSAS, E O SISTEMA DE COLETA E DESTINAÇÃO DE ÓLEOS SUJOS), CARACTERIZAÇÃO E DISPOSIÇÃO DE REJEITOS

SISTEMA DE COLETA, TRATAMENTO E DESCARTE DE ESGOTOS SANITÁRIOS

O sistema de tratamento previsto para operar no FPSO P-34 corresponde ao ORCA IIA 500, produzido pela EVAC – *Enviromental Solutions*, que consiste em uma planta de tratamento físico-químico de efluentes sanitários, utilizando-se hipoclorito de sódio para desinfecção e que foi desenhada e planejada especificamente para utilização em áreas marinhas.

O sistema de tratamento ORCA IIA 500 possui capacidade para tratar 56,775 m³/dia de esgotos sanitários e possui as seguintes dimensões:

- comprimento: 2238 mm
- largura: 1016 mm
- altura: 1892 mm

Esta planta de tratamento é certificada pelo International Maritime Organization (IMO) e pela Guarda Costeira dos Estados Unidos, garantindo como qualidade do efluente as seguintes características constantes na Tabela 2.4-17, a seguir:

Tabela 2.4-17: Principais Características do Efluente Tratado.

Sólidos em Suspensão	inferior a 50 mg/l
Coliformes Fecais	Inferior a 250/100ml
DBO	Inferior a 50 mg/l
Cloro residual	Inferior a 50 mg/l

A Figura 2.4-29 apresenta um desenho esquemático do sistema de tratamento ORCA IIA.

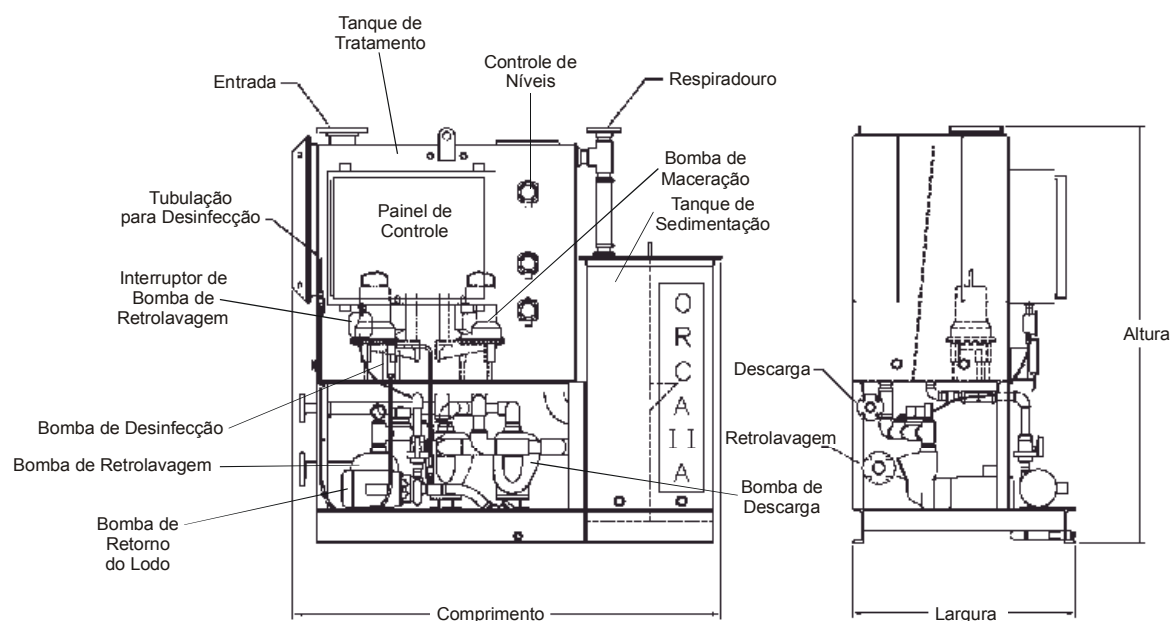


Figura 2.4-29: Desenho esquemático do sistema de tratamento ORCA IIA.

A planta de tratamento inclui um tanque de tratamento e tanques de sedimentação (dois, quatro ou seis tanques). O efluente bruto é direcionado dos banheiros para o tanque de tratamento, podendo ser por gravidade ou por sistema de bombeamento, onde é inicialmente macerado e clorado. O efluente macerado é continuamente recirculado pelo tanque de tratamento até que as partículas estejam suficientemente pequenas para passarem através de uma tela de retenção. A tela de retenção é continuamente submetida a um processo de retrolavagem para evitar o acúmulo de sólidos.

Após a passagem pela tela o efluente é encaminhado para um canal de fluxo, através de bombeamento, dirigindo-se para os tanques de sedimentação. Nestes tanques as partículas mais pesadas sedimentam-se no fundo e retornam por bombeamento para o tanque de tratamento para novo processamento. O efluente tratado é encaminhado para o mar, sendo descartado a uma profundidade de 4m de lâmina d'água, através de bomba centrífuga.

Estima-se que serão gerados cerca de 18 m³/dia de efluentes sanitários, considerando-se que a P-34 possui capacidade para alojar 90 pessoas a bordo e considerando-se ainda, uma taxa de geração de 200 l/pessoa/dia. Desta forma, pelas informações sobre o sistema de tratamento apresentadas acima, pode-se observar que este sistema atenderá totalmente a vazão de esgotos gerados, chegando a trabalhar com folga.

SISTEMA DE COLETA, TRATAMENTO E DESCARTE DE ÁGUAS E RESÍDUOS DE COZINHA

Os resíduos orgânicos da cozinha são recolhidos em latões e encaminhados para o triturador, onde são triturados em partículas com tamanho inferior a 25mm, sendo em seguida descartados para o ambiente marinho.

SISTEMA DE COLETA, TRATAMENTO E DESCARTE DE ÁGUA DE PRODUÇÃO

A unidade P-34 será dotada de um sistema de tratamento de águas oleosas oriundas da separação do petróleo. Neste sistema, a corrente de água produzida que sai do separador de produção será enviada para um primeiro tratamento em uma bateria de hidrociclones. O mesmo ocorrerá com a corrente de água que deixa o separador de teste.

A água que deixa o tratador terá que ser bombeada para tratamento em uma bateria de hidrociclones. Esse bombeamento se faz necessário para evitar a evaporação da água dentro da bateria de hidrociclones.

Após passarem pelas baterias de hidrociclones as três correntes se juntarão e seguirão para recuperação de calor no pré-aquecedor água-óleo e finalmente para o flotador, que deverá especificar a água para descarte no mar quanto ao parâmetro de óleos e graxas, que deverão ser necessariamente inferior a 20 ppm. A jusante do Flotador deverá ser instalado um resfriador com água do mar que garanta a temperatura máxima de 40°C para descarte da água produzida.

SISTEMA DE COLETA, TRATAMENTO E DESCARTE DE DRENAGEM DE CONVESES E ÁGUAS OLEOSAS

As águas de drenagem de conveses classificados, onde podem ocorrer águas oleosas, serão coletadas por bandejas do sistema de coleta. Desta forma, os possíveis vazamentos nos equipamentos da planta de processo são recolhidos nas bandejas (*skids*) e direcionados por gravidade para o tubulão do sistema de dreno aberto de 14" localizado sob a planta de processo, de onde seguem através de duas linhas de 3" providas de sifão para o *slop* de bombordo.

Os conteúdos do tanque de *slop* são descarregados periodicamente para os tanques dos navios aliviadores para serem tratados e reaproveitados em refinarias.

SISTEMA DE COLETA E DESTINAÇÃO DE ÓLEOS SUJOS

O óleo lubrificante usado, resultante da manutenção mecânica dos equipamentos e da troca de óleo dos mesmos é totalmente entamborado em tambores metálicos de fechamento hermético, devidamente identificados, e posteriormente desembarcados, quando são encaminhados para indústria de re-refino.

K.8) DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE LANÇAMENTO DE DUTOS

A unidade que irá realizar o lançamento das linhas submarinas de produção para a Fase I do empreendimento Jubarte corresponde à embarcação denominada Sunrise 2000. Opcionalmente, caso não ocorra a disponibilidade desta embarcação, será utilizada a unidade Seaway Condor. Descrevem-se a seguir as principais características destas duas unidades.

K.8.1) Descrição da Unidade Sunrise 2000

A embarcação Sunrise 2000 possui o seguinte N° do registro: Lloydes Register – 100 A 1 LMC, DP (AA), e tem como porto de registro a Cidade Panamá. A Figura 2.4-30 apresenta uma imagem da unidade Sunrise 2000.



Figura 2.4-30: Embarcação Sunrise 2000 que irá realizar os lançamento das linhas de produção.

A Tabela 2.4-18, a seguir, apresenta as principais dimensões desta embarcação, assim como outras características da unidade.

Tabela 2.4-18: Principais dimensões e características do Sunrise 2000

Comprimento total	132 m
Comprimento casco	119 m
Largura convés	30 m
Largura casco	9,8 m
Deslocamento	18.885 T a 6,3m de draft
Lotação máxima	80 pessoas

O Sunrise 2000 possui um Sistema de Posicionamento Dinâmico do tipo Cegelee DPS 903, dotado de diversas referências para o posicionamento dinâmico, como um Sistema Acústico Synrad 309, um sistema de antena Artemis, 2 sistemas TAUT Wise um DGPS.

O Sistema de Geração de Energia apresenta uma capacidade total de geração de 16.246 HP (14.358 kw) e é formado pelos seguintes equipamentos:

- 2 Hanshim GELS 32RG diesel – 2200 HP (1619 kw)
- 4 Wartsilas NOHAB diesel 3726 HP (2780 kw)

O Sistema de Lançamento de Linhas é composto pelos seguintes equipamentos:

- 3 sistemas horizontais de lançamento de linhas, sendo 1 sistema HLS-1 (100 T de capacidade), 1 sistema HLS-2 (80 T de capacidade) e 1 sistema ULS-2 (30 T de capacidade).
- 1 sistema vertical de lançamento de linhas VLS – 270 T de capacidade

O Sistema de Tratamento de Esgotos consiste de um sistema de descarga a vácuo enviado para uma planta de tratamento, de fabricação Hamworthy.

K.8.2) Descrição da Unidade Seaway Condor

A embarcação Seaway Condor pertence ao armador SCS Shping Ltd, tendo sido construída no estaleiro Nobiskrug Werft, em Flensburg, Alemanha. A Figura 2.4-31 apresenta uma imagem da unidade Seaway Condor.



Figura 2.4-31: Imagem da embarcação de lançamento Seaway Condor.

A Tabela 2.4-19, a seguir, apresenta as principais dimensões desta embarcação, assim como outras características da unidade.

Tabela 2.4-19: Principais dimensões e características do Seaway Condor

Comprimento total	144,60 m
Comprimento casco	120,17 m
Tonelagem bruta	8.552 t
Tonelagem líquida	2.552 t
Velocidade	10,5 Knots
Heliponto	Diâmetro de 20,2 m para helicóptero até 9,3 t
Hospital	4 pessoas
Lotação máxima (alojamento)	100 pessoas

A Tabela 2.4-20 apresenta as capacidades dos tanques da unidade para vários produtos.

Tabela 2.4-20: Principais tanques e produtos armazenados no Seaway Condor

Tanques de lastro	3.863,6 m ³
Tanques de água potável	737,4 m ³
Tanques de óleo combustível	1.397 m ³
Tonelagem líquida	2.552 t
Velocidade	10,5 Knots
Heliponto	Diâmetro de 20,2 m para helicóptero até 9,3 t
Hospital	4 pessoas
Lotação máxima (alojamento)	100 pessoas

O Seaway Condor possui um Sistema de Posicionamento Dinâmico da marca Kongsberg 521, composto de 2 computadores principais, 2 computadores de sistema hidroacústico com vários transmissores acústicos submarinos, 2 computadores de sistema joystick, 1 sistema de taul-wire e 1 sistema de Fan Beam.

O Sistema de Geração de Energia apresenta uma capacidade total de geração de 10.380 kw, acionados por motores MaK e Wartsila, além de um gerador de emergência, de 610 Kw, acionado por Deutz.

O arranjo geral do Sistema de Lançamento de Linhas consiste em três sistemas de lançamentos independentes que permitem a instalação simultânea de três linhas flexíveis que compõem o *bundle* padrão para lançamento, sendo uma linha de 6" (produção), umbilical e linha de 4" (anular). Cada um dos três sistemas é composto de um conjunto de tensionadores para lançamento de linhas, uma polia na popa e um guincho de abandono e recolhimento e operações de *overboarding*. Um quarto guincho de abandono e recolhimento de 250 toneladas, que se encontra posicionado no centro do convés, é capaz de suportar a carga das três linhas ao mesmo tempo.

L) APRESENTAR AS PERSPECTIVAS E PLANOS DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO, INCLUINDO A POSSIBILIDADE DA PERFURAÇÃO DE NOVOS POÇOS PRODUTORES E/OU INJETORES, O COMISSIONAMENTO DE NOVAS UNIDADES DE PRODUÇÃO E/OU O LANÇAMENTO DE NOVAS LINHAS DE ESCOAMENTO OU TRANSFERÊNCIA.

As estimativas de reservas iniciais do campo de Jubarte, realizadas em 2001, apontavam para reservas totais (soma das reservas provadas, prováveis e possíveis) da ordem de 24 milhões de m³ de óleo recuperáveis, entretanto, um levantamento sísmico 3D e a perfuração do poço 6-ESS-109D mostraram que os valores são significativamente maiores, totalizando cerca de 86 milhões de m³.

Ao longo do ano de 2002 foi realizado o Plano de Avaliação desta área, que constou da perfuração de 4 poços exploratórios, além da perfuração de um poço horizontal para realização de um Teste de Longa Duração (TLD) com extensão horizontal de 1.076 metros nos reservatórios superiores da acumulação.

Os excelentes resultados alcançados no Plano de Avaliação da área proporcionaram à Petrobras efetivar a Declaração de Comercialidade juntamente com a solicitação à Agência Nacional do Petróleo (ANP) da transformação do Teste de Longa Duração em Piloto de Produção, para obtenção de dados até outubro de 2004.

Neste período a empresa vem desenvolvendo estudos e estratégias para o início da produção comercial neste campo, culminando com o estabelecimento de duas fases distintas, após o término da Fase Piloto, para o pleno aproveitamento dos hidrocarbonetos de Jubarte. Desta forma, estas duas fases passam a fazer parte do Plano Estratégico da Companhia.

A concepção atual do projeto de desenvolvimento completo para este campo considera três fases, sendo a primeira a Fase Piloto, em execução, que se encontram sumarizadas na Figura 2.4-32.

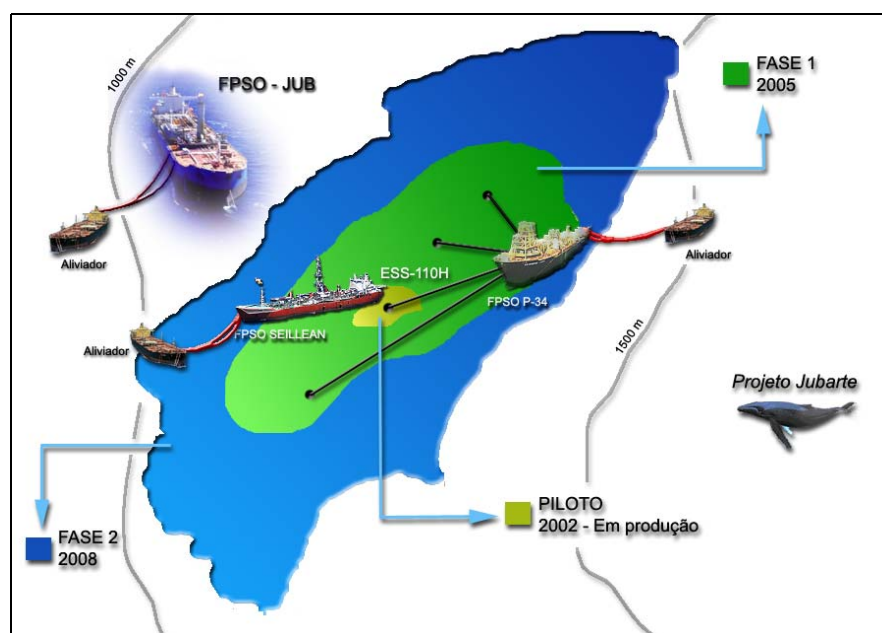


Figura 2.4-32: Concepção Esquemática Prevista para o Desenvolvimento do Campo de Jubarte.

A Tabela 2.4-21 apresenta as Fases do Desenvolvimento do Campo de Jubarte, com as principais características de cada fase.

Tabela 2.4-21: Fases do Desenvolvimento do Campo de Jubarte

Fases do Desenvolvimento do Campo de JUBARTE	PILOTO	FASE 1	FASE 2
STATUS	Em execução	Proposta neste documento	Futura
Nº de poços produtores horizontais	1	4	21
Nº de poços injetores horizontais	-	1	6
Esquema de completção	Gravel Pack	Gravel Pack	Gravel Pack
Comprimento médio do trecho horizontal em metros	1.076	1.000	1.000
Mecanismo de elevação	BCSS	Gas Lift/BCSS	BCSS
Q óleo - Máx. em m ³ /d	2782	7858	27.500
Q gás - Máx. em m ³ /d	153.000	430.000	1.500.000
Exportação do óleo	Offloading	Offloading	Offloading
Exportação do gás	-	-	Gasoduto de 8"

A Fase Piloto de Produção foi iniciada em 11 de dezembro de 2002 e está prevista para se estender até outubro de 2004. Constitui-se assim num módulo temporário de produção para obtenção de dados de reservatórios e demais dados que venham subsidiar a concepção das fases seguintes.

A Fase 1, em discussão neste relatório, visa aprofundar o conhecimento sobre os dois blocos estruturais em que o campo encontra-se atualmente dividido e sinalizar a necessidade de projeto de injeção de água num e noutro bloco. Também é objetivo desta fase obter informações sobre o desempenho dos sistemas de elevação mais adequados para utilização no projeto da Fase 2. Para tanto serão testados o bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS) e *gas lift*.

Atualmente, cerca de 50% do gás associado produzido na Fase Piloto é aproveitado na operação do FPSO Seillean e nas facilidades de produção. Tanto neste Piloto como na Fase 1, a exportação de gás mostra-se economicamente inviável. Já na Fase 2, os estudos desenvolvidos até o momento apontam que o gás será transferido para a costa através de um gasoduto com dimensionamento previsto de 8", podendo ser alterado em função das informações colhidas na Fase 1 e de sinergias com outras concessões.

A desativação das instalações (abandono) do Campo de Jubarte está prevista para o ano de 2030.

M) IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO SUCINTA DA INFRA-ESTRUTURA DE APOIO A SER UTILIZADA, DESCREVENDO-SE SUPERFICIALMENTE A OPERAÇÃO DE BARCOS DE APOIO, CARACTERIZANDO O TERMINAL PORTUÁRIO DE APOIO MARÍTIMO, A LOCALIZAÇÃO DOS CENTROS ADMINISTRATIVOS, AS ÁREAS DE ARMAZENAMENTO DE MATÉRIAS PRIMAS E EQUIPAMENTOS, A ÁREA PARA O ARMAZENAMENTO TEMPORÁRIO DE RESÍDUOS E AS INSTALAÇÕES DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS E ÁGUA. INFORMAR O TERMINAL AÉREO A SER UTILIZADO PARA A O EMBARQUE E DESEMBARQUE DOS TRABALHADORES. DEVERÃO SER APRESENTADAS AS LICENÇAS AMBIENTAIS DE AMBOS OS TERMINAIS (LO) EMITIDAS PELO ÓRGÃO AMBIENTAL COMPETENTE.

M.1) OPERAÇÃO DE BARCOS DE APOIO, CARACTERIZANDO O TERMINAL PORTUÁRIO DE APOIO MARÍTIMO

As atividades de *supply* para o FPSO P-34 envolvem o fornecimento de todos os insumos e matérias primas necessárias ao desenvolvimento das atividades operacionais na embarcação, bem como daquelas atividades voltadas ao suporte logístico da unidade.

Estes insumos e matérias primas envolvem desde produtos alimentícios até óleo diesel e produtos químicos, sendo todos transportados até a unidade de produção através de barcos de apoio conhecidos como rebocadores.

O terminal portuário contratado como apoio marítimo às atividades *offshore* é o terminal da CPVV (Companhia Portuária de Vila Velha), localizado na cidade de Vila Velha-ES, junto a Baía de Vitória, que atualmente se encontra habilitado e licenciado ambientalmente para este tipo de operação. As Figuras 2.4-33, 2.4-34 e 2.4-35, a seguir, apresentam este terminal.



Figura 2.4-33: Vista aérea mostrando em primeiro plano o Terminal da CPVV.



Figuras 2.4-34 e 2.4-35: Píer para rebocadores da CPVV.

A periodicidade de viagens dos barcos de apoio à unidade é estimada em 2 viagens semanais.

A unidade FPSO P-34 é dotada de 3 guindastes, um à proa, outro à meia nau e o terceiro no convés principal, que serão utilizados para movimentação de cargas transportadas pelas embarcações de apoio, com capacidade de 16 toneladas na melhor condição de operação.

M.2) LOCALIZAÇÃO DOS CENTROS ADMINISTRATIVOS

O centro administrativo responsável pelo gerenciamento da unidade FPSO P-34 durante a realização da Fase 1 de produção no campo de Jubarte será a Unidade de Negócios do Espírito Santo (UN-ES), localizada na cidade de Vitória.

M.3) SERVIÇOS CONTRATADOS

Para a realização da Fase 1 no campo de Jubarte a unidade de produção não será contratada a terceiros, uma vez que o FPSO P-34 pertence a própria Petrobras. No entanto, diversos outros serviços serão contratados, destacando-se as empresas para as atividades de *supply*, para o transporte aéreo de pessoal até a unidade, para conduzir o bombeio centrífugo submerso, para a inspeção submarina dos equipamentos, para instalação e avaliação das ANM's e para a operação do ROV, dentre outras. Também será contratada uma empresa para recebimento e disposição final de resíduos em área terrestre.

M.4) MÃO-DE-OBRA NECESSÁRIA NA UNIDADE DE PRODUÇÃO

A mão-de-obra necessária para desenvolvimento das atividades de produção e manutenção, bem como do gerenciamento da unidade, totaliza 78 pessoas permanentemente embarcadas, todas contratadas diretamente pela Petrobras ou pertencentes a seu quadro permanente.

Eventualmente, também embarcam na unidade especialistas das diversas áreas técnicas para prestar assistência ao processo produtivo, como escolha de produtos químicos mais adequados às características do petróleo, instalação dos equipamentos de telecomunicações, auditorias do sistema de medição, instalação de equipamentos submarinos, calibração de instrumentos de medição de pressão no poço, dentre outros.

A equipe da unidade FPSO P-34 para desenvolvimento da Fase 1 do campo de Jubarte será composta conforme mostra a Tabela 2.4-22, a seguir, que ilustra o quantitativo de mão de obra vinculado às atividades da unidade.

Tabela 2.4-22: Discriminação quali-quantitativa de funcionários vinculados à operação do FPSO P-34.

FUNÇÃO/ATIVIDADE	TOTAL DE FUNCIONÁRIOS
GEPLAT (Gerente de Plataforma)	03
Técnico de Segurança	03
COMAN (Coordenador de manutenção)	03
Mecânico	08
Operadores de Produção e Facilidades	14
Instrumentista	05
Eletricista	05
Almoxarife	03
COEMB (Coordenador de Embarcação)	03
Supervisor de produção	03
COOP (Coordenador de produção)	03
Enfermeiro	03
Operador de rádio	02
Hotelaria	20
TOTAL	78

FONTE: UN-ES

No entanto, deve ser ressaltado que o total de funcionários envolvidos na operação do FPSO P-34 deve ser, no mínimo multiplicado por dois, uma vez que o sistema de trabalho consiste em regime de embarque no qual enquanto uma equipe se encontra embarcada uma outra equipe equivalente se encontra em regime de folga.

Com relação a mão de obra envolvida exclusivamente com o empreendimento Jubarte deve-se adicionar os atuais 44 funcionários lotados no Ativo de Produção Jubarte/Cachalote, além de aproximadamente 10 funcionários do Ativo de Suporte Operacional, totalizando 54 pessoas diretamente empregadas, em sua maioria funcionários da empresa, os quais exercem as mais diferentes atividades, onde se destacam os estudos de geologia e engenharia do reservatório, o planejamento, desenvolvimento e controle da produção, a logística terrestre de suporte ao empreendimento, as compras para o empreendimento Jubarte, os estudos de elevação e escoamento de óleo, as operações de intervenção em poços, as questões de meio ambiente e segurança da atividade, além do corpo gerencial do Ativo de Produção de Jubarte.

M.5) ÁREAS DE ARMAZENAMENTO DE MATÉRIAS PRIMAS E EQUIPAMENTOS

Os equipamentos da unidade de produção são armazenados na própria unidade, que possui mão de obra especializada para realização de manutenções e reparos de diversos equipamentos, quando necessário.

Os principais insumos utilizados na unidade referem-se ao óleo diesel e gás natural, utilizados inclusive como matéria prima na geração de energia e no funcionamento de motores. Além destes,

podem ser destacados a água (potável e industrial), a alimentação para a tripulação embarcada e os produtos químicos utilizados no processo.

A seguir encontra-se detalhado cada um destes insumos, e para alguns se apresenta ainda uma avaliação das propriedades físico-químicas, das toxicidades em relação ao homem e das classes de risco destas substâncias, que são estocadas, manuseadas e transportadas na unidade.

ÁGUA

A unidade possui 1 dessalinizador (tipo dessalinizador à vácuo) instalado, com capacidade de produzir 40 m³ de água por dia, o que é suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, não demandando a importação de água do continente, via rebocadores, para uso nas atividades industriais. Somente a água para consumo humano é proveniente do continente.

ALIMENTOS

Todos os alimentos a serem consumidos a bordo da unidade FPSO P-34 serão originários do continente, sendo transportados semanalmente a partir da cidade de Vila Velha - ES, por rebocadores que partem do Pier da CPVV.

PRODUTOS QUÍMICOS

Esses produtos demandam um uso contínuo na unidade, e referem-se principalmente a produtos inibidores de corrosão, utilizados tanto na unidade como nos dutos do sistema de escoamento e elevação.

ÓLEO DIESEL

- **Fornecimento:** O óleo diesel consumido nos equipamentos da unidade será proveniente do continente, sendo transportado pelos rebocadores que atendem ao FPSO P-34. O óleo será transferido da tancagem existente no Pier da CPVV para o tanque dos rebocadores, que levarão o produto até a unidade, sendo então bombeado para os tanques da mesma, utilizando mangotes flexíveis na transferência.
- **Propriedades Físico-químicas:** O óleo diesel é uma mistura de hidrocarbonetos na faixa de 12 a 20 átomos de carbono, odor característico, mais leve que a água e volátil. O produto contém quantidade variável de aditivos e enxofre em sua composição. A Tabela 2.4-23 a seguir apresenta as principais características.

Tabela 2.4-23: Principais Características do Óleo Diesel.

PARÂMETROS	VALORES
Ponto de fulgor	60°C
Densidade	0,841 a 16°
Temperatura de auto-ignição	176,8 - 329,7°C
Viscosidade cinemática	9,600 cSt@ 20°C
Taxa de queima	4 mm/min (líquido)
Ponto de ebulição	288 - 338°C
Solubilidade na água	Insolúvel
Limite inferior de inflamabilidade	1,3%
Limite superior de inflamabilidade	6,0%

- **Toxicologia:** A composição variada do óleo diesel não permite definir perfeitamente seus efeitos tóxicos. O principal efeito da exposição a altas concentrações nas vias respiratórias é a depressão do sistema nervoso central. Alguns aditivos utilizados podem causar irritação nos olhos ao contato com o produto. A ingestão causa irritação no estômago, tendo como sintomas náuseas e vômitos. Concentrações altas de vapores podem ser asfixiantes e causar dor de cabeça e sonolência.
- **Riscos:** Os principais riscos do óleo diesel referem-se a incêndios e contaminação de águas. Dependendo da composição, o produto pode ser inflamável. Em caso de incêndio, deve-se combater o fogo com espuma ou pó químico, resfriando com neblina d'água os tanques existentes na área atingida. Em caso de vazamento do produto, não deve ser utilizada a água atingida pelo produto.
- **Condições de estocagem e manuseio:** O óleo diesel é recebido na unidade FPSO P-34 através de embarcações de apoio, utilizando-se bombeamento com mangotes até as unidades, onde será transportado por tubulação metálica e estocado em tanques apropriados. Todo manuseio deste insumo é realizado por dutos e bombas, evitando-se o contato humano.

GÁS NATURAL

- **Composição:** O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, encontrada em formações porosas do subsolo, frequentemente associada ao petróleo bruto. O principal componente do gás natural é o metano (CH₄), tendo como componentes secundários outros hidrocarbonetos mais pesados, como o etano (C₂H₆), o propano (C₃H₈) e os butanos (n C₄H₁₀ e i.C₄H₁₀) que podem ser separados, vindo a formar o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Ainda podem comparecer na estrutura do gás natural os pentanos e até alguns hexanos que irão fazer parte da gasolina natural. Quantidades muito pequenas de não hidrocarbonetos costumam estar presente, como hidrogênio, dióxido de carbono, sulfeto de nitrogênio e hélio.
- **Toxicidade:** O gás natural pode ser venenoso se inalado ou absorvido pela pele, e seus vapores podem provocar tonturas ou sufocação. O contato com a pele pode causar lesões por congelamento. O fogo pode ocasionar a emissão de gases irritantes ou venenosos.
- **Riscos:** Os principais riscos referentes ao gás natural relacionam-se a incêndios, uma vez que o gás é inflamável na presença de fonte de ignição, e explosões, em caso de vazamentos para

ambientes confinados e havendo fonte de ignição, a rápida liberação de energia causará explosão. Finalmente existe ainda o risco ambiental, uma vez que o vazamento contaminará a atmosfera com hidrocarbonetos.

- **Condições de Estocagem:** Não existirá efetivamente a estocagem de gás natural a bordo da unidade, mas apenas o sistema de gás combustível ficará permanentemente pressurizado, sendo o débito de massa do consumo imediatamente reposto.

QUEROSENE

- **Propriedades Físico/Químicas:** O querosene é uma mistura de hidrocarbonetos alifáticos, olefinicos e aromáticos. Os principais componentes do querosene são alcanos com 10 a 16 átomos de carbono. É um líquido não viscoso, com odor característico e cor variando de amarelo pálido a transparente. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 2.4-24 a seguir.

Tabela 2.4-24: Propriedades Médias do Querosene.

PARÂMETROS	VALORES
Ponto de Fulgor	100 a 165 °C
Ponto Final de Ebulição	300 °C
Densidade	0,760 a 0,822
Limite Inferior de Inflamabilidade	0,7 %
Limite Superior de Inflamabilidade	5,0 %
Viscosidade Máxima	8,0 Cst@ 20 °C
Temperatura de auto-ignição	225 °C
Poder Calorífico Mínimo	10 200 kcal/kg
Densidade de Vapor	4.5
Enxofre Total (Máximo)	0,3 % (em peso)

- **Toxicologia:** A inalação de vapores de querosene pode causar dor de cabeça, sonolência, irritação dos olhos e das vias respiratórias. Em altas concentrações aumenta a frequência cardíaca, causa tosse, edema pulmonar e distúrbios cardíacos e neurológicos.
- **Riscos:** Incêndio quando exposto ao calor e chamas, podendo ainda reagir com oxidantes fortes, tornando-se combustível. Combate-se com espuma, pó ou água sob a forma de neblina. Apresenta também risco de contaminação ambiental, e em caso de vazamento não utilizar água contaminada pelo mesmo.

ÁLCOOL ETÍLICO (ETANOL)

- **Propriedades Físico/Químicas:** O etanol é um líquido incolor, volátil, com odor característico. É solúvel em água, álcool e outros solventes como éter etílico, clorofórmico e acetona. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 2.4-25 a seguir.

Tabela 2.4-25: Propriedades Médias do Álcool Etilico (Etanol).

PARÂMETROS	VALORES
Densidade	0,7893 @ °C
Densidade de Vapor (AR=1)	1,59
Ponto de Ebulição	78,4 °C
Ponto de Fulgor (Vaso Fechado)	12,2 °C
Ponto de Fulgor (Vaso Aberto)	15,8 °C
Temperatura de auto-ignição	371 °C
Limite Inferior de Inflamabilidade	3,3 %
Limite Superior de Inflamabilidade	19,0 %

- **Toxicologia:** A exposição contínua a concentrações elevadas pode provocar irritação nos olhos, no trato respiratório, dores de cabeça, tonturas, sonolência, fadiga, náuseas e tremores. A ingestão acidental pode causar lesões gástricas graves.

- Limite de percepção olfativa:..... 10 ppm
- Limite de tolerância: 780 ppm

- **Riscos:** Incêndio, uma vez que o etanol é um líquido inflamável podendo formar mistura explosiva com o ar. Pode reagir violentamente com substâncias oxidantes fortes. Deve-se combater o fogo com pó químico seco ou dióxido de carbono. Apresenta ainda riscos ao meio ambiente, e no caso de vazamento, não utilizar a água contaminada e se ocorrer em local confinado deve-se evacuar o local, se possível, removendo o recipiente com vazamento para área ventilada e isolá-lo.

SILICONE (ANTI-ESPUMANTE)

- **Propriedades Físico/Químicas:** É um líquido incolor, inodoro e de alta viscosidade, utilizado como anti-espumante, sendo conhecido quimicamente como di-metil polisiloxano. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 2.4-26, a seguir.

Tabela 2.4-26: Propriedades Médias do Óleo de Silicone.

PARÂMETROS	VALORES
Viscosidade	12 500 CP
Densidade	0,973 @ 25 °C
Ponto de Fulgor	300 °C
Pressão de Vapor	0,01 min Hg @ 200 °C
Tensão Superficial	21,1 DINAS/cm @ 25 °C

- **Toxicologia:** O produto é pouco reativo e não desprende vapores tóxicos, sendo apenas necessário evitar a ingestão e o contato com a pele e a mucosa.
- **Riscos:** Trata-se de produto pouco reativo, praticamente atóxico e não volátil.

DESEMULSIFICANTE

- **Propriedades Físico/Químicas:** É uma mistura de poliésteres de alto peso molecular, solubilidade em solvente orgânico, especificamente desenvolvida para quebrar emulsões de água em óleo. É um líquido incolor âmbar translúcido, de odor alcoólico, de cor amarelo castanho. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 2.4-27 a seguir.

Tabela 2.4-27: Propriedades Médias do Desemulsificante.

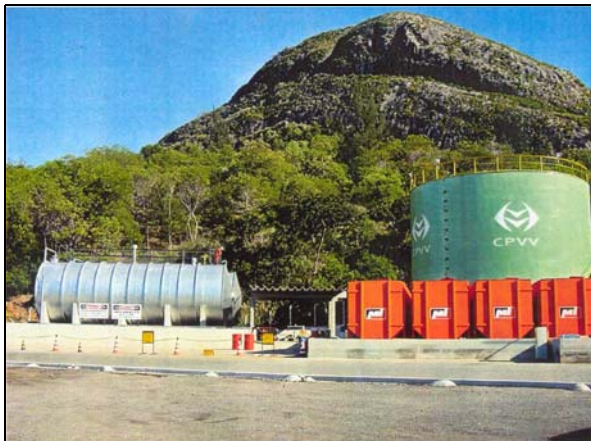
PARÂMETROS	VALORES
Peso Específico	0,98 / 1,00
Ponto de Flash	> 28 °C
Viscosidade	40 – 80 CTS
PH	6,5 – 8,5
Teor de Aditivos	48 – 52 %

- **Toxicologia:** A inalação/ingestão pode causar tonturas a níveis altos; nos olhos, pode provocar dor e moderada irritação; na pele, desidrata e pode causar moderada irritação.
- **Riscos:** Incêndio, uma vez que se trata de produto inflamável. Em caso de pequeno incêndio, use pó químico ou CO₂. Em grande incêndio, use neblina d'água ou espuma. Apresenta risco ao meio ambiente. No caso de vazamento não utilizar a água contaminada e se o mesmo ocorrer em local confinado, deve-se evacuar o local, se possível, removendo o recipiente com vazamento para área ventilada e isolá-lo. Produto tóxico para peixes

Quanto às áreas de armazenamento destes insumos e matérias primas, muitos serão de responsabilidade das empresas fornecedoras, que periodicamente irão disponibilizar os produtos no terminal da CPVV visando o atendimento às demandas da unidade. Outros insumos serão de responsabilidade da própria CPVV, que possui locais adequados para seu armazenamento, conforme ilustram as Figuras 2.4-36, 2.4-37, 2.4-38 e 2.4-39.



Figura 2.4-36: Galpão de armazenamento de insumos no interior da CPVV.



Figuras 2.4-37 e 2.4-38: Tancagens de armazenamento no interior da CPVV.



Figura 2.4-39: Parque de tubos no CPVV.

M.6) *ÁREA PARA O ARMAZENAMENTO TEMPORÁRIO DE RESÍDUOS*

O gerenciamento dos resíduos gerados durante a Fase 1 do campo de Jubarte seguirá os procedimentos estabelecidos no Plano Diretor de Resíduos da UN-ES. No entanto, um importante procedimento a ser seguido na condução do Programa de Gerenciamento de Resíduos é a máxima redução de tempo de permanência de resíduos na unidade, procurando desembarcá-los sempre que os rebocadores deixarem a unidade em direção ao continente.

Após desembarcados, estes resíduos (bombonas plásticas, toalhas industriais, plásticos, baterias, lâmpadas, sucatas, resíduos ambulatoriais, etc) serão encaminhados para as áreas de destinação de resíduos em terra.

Cada resíduo, em função de suas particularidades, terá um armazenamento ou disposição final específicos. Para isso serão utilizadas as estruturas já existentes no âmbito da UN-ES, bem como os serviços terceirizados da empresa Vitória Ambiental, responsável pela operação de um aterro industrial na região da Grande Vitória, que coleta os resíduos na CPVV, promovendo sua disposição final. As Figuras 2.4-40 e 2.4-41 mostram os equipamentos da empresa Vitória

Ambiental no interior da CPVV, enquanto a Figura 2.4-42 apresenta as instalações da Vitória Ambiental, onde se observam o aterro industrial e outras instalações.



Figura 2.4-40: Contêiner para coleta de resíduos no interior da CPVV.

Figura 2.4-41: Contêineres para coleta seletiva a cargo da empresa Vitória Ambiental no interior da CPVV.



Figura 2.4-42: Vista aérea da área da empresa Vitória Ambiental.

A UN-ES possui um Plano Diretor de Resíduos para todos os resíduos gerados nas suas instalações, onde se encontram descritos os procedimentos e orientações a serem adotados para a classificação, coleta, armazenamento temporário, disposição final, quantificação e registro. Este Plano se encontra no **Anexo III**.

A Tabela 2.4-15, apresentada anteriormente no sub-item J.3, mostra os diversos tipos de resíduos a serem gerados na unidade de produção, bem como o tipo de armazenamento temporário aplicado aos mesmos e a sua destinação final.

M.7) INSTALAÇÕES DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS E ÁGUA

Com relação às instalações de abastecimento de água para a unidade, a mesma é dotada de 1 dessalinizador, o que permite que a unidade possa captar a água diretamente do mar, reduzindo de forma significativa o fornecimento de água doce a partir do continente. Este dessalinizador é do tipo destilador à vácuo e possui capacidade para tratamento de 40 m³/dia, enquanto a unidade possui tancagem para armazenamento de 470 m³ de água potável.

Todavia, ainda é embarcada na unidade toda a água de consumo humano, que será fornecida também através de operação de *supply* com rebocadores partindo do terminal marítimo da CPVV - Companhia Portuária de Vila Velha, onde existe uma capacidade de armazenamento instalada.

Quanto ao óleo diesel a ser consumido na unidade o mesmo será transferido da tancagem existente no Píer da CPVV para o tanque dos rebocadores, que levarão o produto até a unidade, sendo então bombeado para os tanques da mesma, utilizando mangotes flexíveis na transferência.

M.8) TERMINAL AÉREO A SER UTILIZADO PARA O EMBARQUE E DESEMBARQUE DOS TRABALHADORES

O embarque e o desembarque de trabalhadores da unidade se dará via helicóptero, utilizando-se como ponto de referência o Aeroporto Eurico Sales, localizado na cidade de Vitória-ES. Este aeroporto conta com área específica para pousos e decolagens de helicópteros e já vem, nos últimos anos, operando este tipo de aeronave com vistas a exploração de petróleo em áreas offshore na Bacia do Espírito Santo.

M.9) LICENÇAS AMBIENTAIS DE AMBOS OS TERMINAIS (LO) EMITIDAS PELO ÓRGÃO AMBIENTAL COMPETENTE

Apresenta-se no **Anexo IV** as licenças ambientais da Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV). Quanto à licença ambiental do aeroporto Eurico Sales, de Vitória, o mesmo ainda não a possui, no entanto, face às modificações propostas para serem realizadas naquele aeroporto, inclusive com construção de nova pista de pouso/decolagem, a Infraero deu entrada no Instituto Estadual de Meio Ambiente (IEMA) do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) para este aeroporto, com o qual pretende obter sua Licença de Operação (L.O.). Este estudo encontra-se em análise pelos técnicos daquele Instituto.

N) *DESCREVER SUCINTAMENTE OS PROCEDIMENTOS PREVISTOS DE SEREM UTILIZADOS NA DESATIVAÇÃO DAS UNIDADES*

As operações previstas ao final da Fase 1 no campo de Jubarte referem-se ao abandono temporário de linhas e não de poços. Ao final desta Fase, a unidade P-34 deverá abandonar temporariamente as linhas de fluxos dos poços (*pull out*), que deverão permanecer no fundo do mar para posterior interligação à futura UEP (Unidade Estacionária de Produção) da Fase 2.

Os procedimentos deverão garantir a completa desgaseificação e limpeza das linhas de gás *lift* e produção, assegurando ausência de óleo nas mesmas ao final da operação de limpeza e preparação para o *pull out*. Como resultado, pretende-se que seja evitada qualquer poluição ambiental e a manutenção das tubulações preservadas contra a corrosão, além de garantir a segurança da operação de *pull out*.

Os procedimentos a serem adotados deverão seguir o estabelecido no procedimento E&P - PE-3A-06097-A, denominado: P-34 - Limpeza de Linhas de Produção e de Anular para Operação de *Pull-Out*.

Descrivem-se a seguir os principais aspectos da operação de *pull-out* prevista para a retirada da P-34 da locação e o abandono temporário das linhas da Fase I de Jubarte:

1) Responsabilidade pela Operação

Os operadores de produção são responsáveis pela execução da operação que será coordenada pelo Coordenador de Operações de P-34 (COOP).

2) Recursos Necessários

Como recursos necessários a operação de *pull-out* podem ser destacados:

- Estoque de óleo Diesel suficiente para a operação, devendo-se ser considerado, além do estoque mínimo para operação do FPSO, o volume correspondente ao inventário das linhas consideradas na operação de *pull-out*, uma vez que nessa operação necessita da utilização de diesel ao longo das linhas.
- *Pigs* cilíndricos de espuma de baixa densidade de 6, 7 e 8 polegadas de diâmetro e *pigs* cilíndricos de média densidade (*Red Skin*) de 6" ou 4", em quantidade suficiente para garantir a limpeza das linhas. Deve ser considerado no mínimo a passagem de 05 *pigs*.
- Unidade de bombeio e operador da mesma deverão ser providenciados com antecedência.
- Cópia do programa da operação do *pull-out* para detalhamento das providências operacionais.

3) Tarefas a serem desenvolvidas

3.1) Estimativa de tempo e volume de bombeio:

- Tendo calculado o volume total das linhas, calcular o tempo de trânsito do primeiro *pig* com o colchão de diesel, considerando vazão máxima de 3 bpm, limitada a 1500 PSI; $t = V_t / 60 \times Q$ (t = tempo de bombeio em horas; V_t = volume total em barris; Q = vazão de injeção em bbl / min.
- O volume total de água salgada é indeterminado, pois caso necessário, serão realizadas várias lavagens em regime turbulento até a garantia da limpeza das linhas para liberação das mesmas. No mínimo deverão ser circulados 05 vezes o volume total das linhas com água salgada.

3.2) Remoção de gás e óleo das linhas:

- Alinhar o poço para o separador de teste;
- Interromper a injeção de gás *lift* no poço em questão, certificando-se do total bloqueio do gás;
- Acionar o comando de fechamento das válvulas M1 e M2 da ANM do poço;
- Abrir a válvula XO (*crossover*) para despressurização da linha do anular (equalização da pressão com a *flowline* de produção);
- Alinhar a saída de gás do separador de teste pela PV-020 para o *flare* e baixar o *set point* até 1,5 kgf/cm²;
- Após equalização da pressão das linhas com a pressão do separador de teste, fechar a DHSV;
- Com a XO aberta, bombear 10% do volume da linha de anular com óleo diesel, lançar *pig* de média densidade de 6" ou de 4", e completar o volume restante (90% do volume da linha de anular) bombeando óleo diesel à uma vazão de até no máximo 3 bbl/min e pressão de descarga da bomba limitada a 1500 psi. Bombear mais 5% do volume da linha do anular circulando diesel na ANM;
- Após a circulação na ANM, abrir PXO e fechar a XO, W1 e W2;
- Continuar o bombeio até a chegada do primeiro *pig* no receptor. Lançar outro *pig* semelhante ao primeiro e iniciar bombeio de água do mar a uma vazão máxima de 3 bbl/min e pressão máxima de 1500 PSI até o recebimento no receptor de *pig* (quando for observado o retorno de água no separador de teste, o dreno deverá ser alinhado para sistema de dreno aberto (para SLOP) e deverá ser fechada a válvula de saída para surge *tank* para evitar contaminação da carga);
- Repetir essa operação por no mínimo 05 vezes. Prosseguir com a operação dependendo da avaliação feita sobre os resíduos trazidos pelos *pigs* e da quantidade de óleo presente na água (aspecto visual), até que o *pig* chegue limpo, sem resíduos oleosos e se obtenha água limpa no retorno. Após observação do retorno da água limpa, adicionar produtos químicos para hibernação dos dutos flexíveis no fundo do mar conforme item 4, a seguir;

- Concluída a operação, todas as válvulas de superfície, ligadas ao poço, deverão ser fechadas e etiquetadas. Também deverá ser registrado em passagem de serviço para ciência de todos da operação. As conexões hidráulicas deverão ser plugueadas na placa de conexão localizada no *riser connection deck*;
- Quando for executada a desconexão do *spool* sobre o *riser* de produção, deverá ser introduzido neste *riser*, um pig espuma de baixa densidade de 7" com a finalidade de formar um tampão e em seguida será montada a cabeça de tração para *pull-out* da linha. Após a desconexão dos *risers* deverão ser instalados flanges cegos nos *spools (turret)*.

4) Preparação dos Produtos Químicos para Injeção nas Linhas

- Deverá ser preparada em um tanque, uma mistura de sequestrante de oxigênio Bissulfito de sódio à 40% na proporção de 160 ppm e o biocida Glutaraldeído de sódio à 50% na proporção de 500 ppm. Adicionar e misturar o sequestrante de oxigênio no tanque na proporção indicada;
- Conferir se o oxigênio está zerado na mistura;
- Adicionar e misturar o biocida no tanque que já contém o sequestrante de oxigênio;
- Verificar se a mistura com o biocida está dentro da concentração especificada;
- Injetar a mistura na linha com volume tal que preencha totalmente a linha (se o volume do tanque não for suficiente repetir a operação).

5) Resultados Esperados

Após a utilização do procedimento acima descrito tem-se a limpeza das linhas de produção e de gás *lift*, com conseqüente remoção de gás e óleo, evitando-se qualquer poluição no ambiente marinho e mantendo-se as tubulações preservadas contra corrosão.